



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Estimación de parámetros de estabilidad y metodología de control de generadores en una planta industrial con exportación de excedentes de generación ante pérdida súbita de carga

Tomás Valencia Zuluaga

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Bogotá D.C., Colombia
2017

Estimación de parámetros de estabilidad y metodología de control de generadores en una planta industrial con exportación de excedentes de generación ante pérdida súbita de carga

Tomás Valencia Zuluaga

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:
Magíster en Ingeniería Eléctrica

Director:
Sergio Raúl Rivera Rodríguez, Ph.D.

Línea de Investigación:
Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Bogotá D.C., Colombia
2017

Agradecimientos

Agradezco a mis compañeros de Turgas por su invaluable ayuda para el desarrollo de este proyecto. Al ingeniero Elkin Yepes, Gerente General, por su voto de confianza al darle el visto bueno a la Propuesta de Trabajo Final de Maestría que se presentó. A mis compañeros del Departamento de Instrumentación y Control, ingenieros Carlos Andrés Porras, Profesional de Instrumentación y Control, Álex Yesid Rojas, Ingeniero de Planta, y a su equipo técnico en campo, por su colaboración al ejecutar las pruebas sobre la válvula y las pruebas de arranque de cada generador para adquirir los datos que se usaron en la estimación de parámetros de los modelos usados aquí.

Resumen

Se propone y simula un sistema de rechazo de carga para resolver los apagones que se presentan en una planta autogeneradora que inyecta sus excedentes a la red, cuando se desconecta del sistema interconectado de forma no programada. Se modelan los generadores de esta planta, incluyendo el modelo eléctrico, mecánico y los sistemas de control de excitación y de velocidad/potencia (gobernador). Se muestra que para el fenómeno estudiado, no es necesario estimar con gran precisión todos los parámetros, sólo los del modelo mecánico. Se propone un método de estimación de estos parámetros a partir de datos de paradas reales tomados con dispositivos electrónicos inteligentes, basado en optimización por algoritmos genéticos. El sistema de rechazo de carga propuesto actúa temporalmente sobre la señal de control del actuador. La sintonización de este sistema usa también una optimización basada en algoritmos genéticos que garantiza estabilidad en las distintas condiciones de operación usuales de la planta.

Palabras clave: Algoritmos genéticos, Control de generación eléctrica, Desconexión de la red (*islanding*), Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia, Estimación de parámetros, Modelado de sistemas de potencia.

Abstract

A load rejection system is proposed and tested to solve the blackout problems occurring in an industrial site with generation capacity when islanding happens while selling its excess energy to the grid. The site's generators are modelled, including the electrical model, the mechanical model and both the excitation and speed/power (governor) control systems. It is shown that for the case considered, not all parameters need to be determined with high accuracy, only those of the mechanical model. An estimation method is proposed to obtain those parameters from real event data taken from intelligent electronic devices, based on genetic algorithms optimisation. The load rejection system proposed acts upon the actuator's control signal. The tuning of this system also uses genetic algorithms optimisation, guaranteeing system stability in all usual operating conditions.

Keywords: Genetic algorithms, Islanding, Parameter estimation, Power generation control, Power system modelling, Power system stability

Contenido

Agradecimientos	V
Resumen	VII
Lista de figuras	VIII
Lista de tablas	IX
Lista de símbolos	XI
1 Introducción	1
1.1 Generación distribuida y autogeneradores	1
1.2 Planteamiento y discusión del problema	3
1.2.1 Planteamiento del problema	3
1.2.2 Discusión del problema	5
1.3 Microrredes	9
1.4 Presentación de este documento	9
2 Modelado de la planta autogeneradora	11
2.1 Introducción	11
2.1.1 La representación <i>por unidad</i>	14
2.2 Generador síncrono	15
2.2.1 Modelo eléctrico	17
2.2.2 Modelo mecánico	24
2.2.3 Control de potencia, velocidad y tensión	27
2.2.4 Modelo en MATLAB	28
2.3 Sistema de excitación	31
2.3.1 Descripción general	31

2.3.2	Presentación de modelos	34
2.3.3	Simplificación del modelo del excitador	40
2.4	Gobernador	45
2.4.1	Descripción general	45
2.4.2	Sistema de control	46
2.4.3	Válvula de combustible	49
2.4.4	Motor de combustión interna	50
2.5	Carga	52
2.6	Recapitulación	55
3	Estimación de parámetros del modelo	60
3.1	Estado del arte	60
3.1.1	Métodos tradicionales de estimación de parámetros de genera- dores síncronos	61
3.1.2	Métodos de estimación por respuesta en frecuencia	62
3.1.3	Métodos de estimación a partir de datos de operación	63
3.1.4	Conclusiones para el caso de estudio	64
3.2	Estudio de sensibilidad ante cambios en parámetros	65
3.3	Estimación de parámetros del modelo mecánico	67
3.3.1	Válvula de combustible	67
3.3.2	Motor primario	69
3.4	Recapitulación	74
4	Sistema de control ante pérdida de carga	76
4.1	Introducción	76
4.1.1	Estabilidad de sistemas de potencia	76
4.1.2	Caso de estudio	77
4.2	Métodos de control contemplados	79
4.2.1	Recierre	79
4.2.2	Estabilizador de sistemas de potencia (PSS)	79
4.2.3	Carga de frenado	80
4.2.4	Control lineal	81
4.3	Rechazo de carga	86
4.3.1	Descripción	86
4.3.2	Implementación	88

4.4	Sintonización y resultados	89
4.4.1	Sintonización	89
4.4.2	Pruebas de desempeño	92
4.5	Recapitulación	97
5	Microrredes	98
5.1	Introducción	98
5.2	Microrredes en Europa	99
5.3	Conclusiones para el caso de estudio	100
6	Conclusiones y recomendaciones	101
6.1	Conclusiones	101
6.2	Recomendaciones	102
A	Estudio de sobretensiones por descargas atmosféricas	104
B	Pruebas de sistema de excitación	117
C	Estudio de sensibilidad ante parámetros	120
D	Pruebas de estimación de parámetros	130
D.1	Caracterización de válvula de combustible	130
D.2	Pruebas de arranque	132
D.3	Datos de paradas no programadas	134
	Bibliografía	135

Lista de figuras

1-1	Diagrama unifilar del sistema estudiado	4
2-1	Diagrama de bloques de un generador síncrono	13
2-2	Modelo de máquina de dos ejes	19
2-3	Máquina de dos ejes con devanados de amortiguamiento	20
2-4	Respuesta dinámica de un generador ante cortocircuito	22
2-5	Diagrama de torques en generador síncrono	25
2-6	Modelo del generador síncrono en MATLAB	29
2-7	Esquema general de un sistema de excitación	32
2-8	Diagrama eléctrico de un sistema de excitación sin escobillas	35
2-9	Modelo IEEE 421.5 para un excitador sin escobillas	35
2-10	Modelo de excitador sin escobillas implementado en MATLAB	36
2-11	Modelo AC3C del estándar IEEE 421.5	37
2-12	Modelo AC3C implementado en MATLAB	38
2-13	Modelo AC1C del estándar IEEE 421.5	39
2-14	Sistema para evaluación de modelos de excitador	41
2-15	Resultados de evaluación 1 de modelo de excitador	42
2-16	Sistema 2 para evaluación de modelos de excitador	43
2-17	Resultados de evaluación 2 de modelo de excitador	44
2-18	Diagrama de bloques del gobernador	46
2-19	Gobernador Woodward 2301E modelado en MATLAB	49
2-20	Modelo en MATLAB de válvula de combustible	50
2-21	Diagrama de bloques del modelo mecánico	52
2-22	Modelo del sistema completo en MATLAB	57
3-1	Diagrama del sistema de estudio de sensibilidad de parámetros	66
3-2	Montaje de caracterización de la válvula de control de combustible	68
3-3	Diagrama de bloques del sistema mecánico a identificar	70

3-4	Ajuste de modelos obtenidos con parámetros identificados	74
4-1	Apagón simulado en MATLAB	78
4-2	Simulación de <i>islanding</i> tras primera sintonización PID	83
4-3	Simulación de cambio en la carga tras primera sintonización PID	83
4-4	Simulación de <i>islanding</i> tras segunda sintonización PID	85
4-5	Simulación de cambio en la carga tras segunda sintonización PID	85
4-6	Señal sustraída en el sistema de rechazo de carga	87
4-7	Sistema de control de rechazo de carga modelado en MATLAB	88
4-8	Simulación de <i>islanding</i> con rechazo de carga	91
4-9	Simulación de cambio en la carga con rechazo de carga	92
4-10	Simulación de rechazo de carga con carga menor	94
4-11	Simulación de pérdida de carga en sistema aislado	94
4-12	Simulación de cambio en potencia de referencia	95
4-13	Simulación de cambio en potencias de referencia	96
B.1	Evaluación de excitador sin escobillas con un generador	118
B.2	Evaluación de excitador sin escobillas con un generador	119
C.1	Modelo de MATLAB usado para el estudio de sensibilidad	120
C.2	Sensibilidad ante constante de inercia H	121
C.3	Sensibilidad ante constante de fricción K_D	121
C.4	Sensibilidad ante constante de tiempo de motor primario T_e	122
C.5	Sensibilidad ante ganancia K_a de válvula	122
C.6	Sensibilidad ante parámetro T_a de válvula	123
C.7	Sensibilidad ante ganancia K_a de AVR	123
C.8	Sensibilidad ante parámetro T_a de AVR	124
C.9	Sensibilidad ante resistencia de estator R_s	124
C.10	Sensibilidad ante constante transitoria de eje directo T'_d	125
C.11	Sensibilidad ante constante subtransitoria de eje directo T''_d	125
C.12	Sensibilidad ante constante subtransitoria de eje de cuadratura T''_q	126
C.13	Sensibilidad ante reactancia síncrona de eje directo X_d	126
C.14	Sensibilidad ante reactancia transitoria de eje directo X'_d	127
C.15	Sensibilidad ante reactancia subtransitoria de eje directo X''_d	127
C.16	Sensibilidad ante reactancia síncrona de eje de cuadratura X_q	128
C.17	Sensibilidad ante reactancia subtransitoria de eje de cuadratura X''_q	128

C.18	Sensibilidad ante reactancia parásita de estator X_l	129
D.1	Caracterización de la válvula de control de combustible	130
D.2	Experimento de verificación y modelos considerados	131
D.3	Pruebas de arranque G02	132
D.4	Pruebas de arranque G03	133
D.5	Pruebas de arranque G04	133
D.6	Paradas no programadas de generadores por pérdida de carga . . .	134

Lista de tablas

2-1	Parámetros requeridos para el modelo de generador síncrono	30
2-2	Parámetros del modelo del actuador del motor primario	50
2-3	Importancia de parámetros al modelar transformadores	54
2-4	Parámetros del modelo completo de cada conjunto generador-motor primario-gobernador-sistema de excitación	58
3-1	Parámetros estimados para el modelo mecánico de cada generador. . .	73
4-1	Parámetros del sistema de rechazo de carga hallados en sintonización	91

Lista de símbolos

Símbolos con letras latinas

Símbolo	Término	Unidad SI	Definición
e	Tensión eléctrica	V	$\int_{x_B}^{x_A} \mathbf{E} \cdot d\mathbf{l}$
E	Tensión eléctrica RMS	V	$\sqrt{\frac{1}{T} \int_t^{t+T} e^2 dt}$
i	Corriente eléctrica	A	Unidad fundamental SI
I	Corriente eléctrica RMS	A	$\sqrt{\frac{1}{T} \int_t^{t+T} i^2 dt}$
f	Frecuencia eléctrica	Hz	$\frac{1}{T}$
H	Constante de inercia	s	Ver sección 2.2.2
J	Momento de inercia	kg.m ²	$\int r^2 dm$
K_a	Ganancia de modelo de válvula	1	Ver sección 2.4.3
K_D	Constante de fricción	N.m.s.rad ⁻¹	$\frac{T}{\omega_m}$
L	Inductancia eléctrica	H	$V / \frac{di}{dt}$
p_f	Número de polos de máquina eléctrica	1	$N.A.$
P_m	Potencia mecánica	W	$T_m \cdot \omega_m$
Q	Potencia reactiva	VAr	$\Im(V \cdot \bar{I})$
R	Resistencia eléctrica	Ω	$\frac{V}{i}$
T_a	Constante de tiempo de modelo de válvula	s	Ver seccion 2.4.3

Símbolo	Término	Unidad SI	Definición
T_e	Constante de tiempo de modelo de motor	s	Ver sección 2.4.4
T_e	Torque eléctrico	N.m	$\mathbf{r} \times \mathbf{F}$
T_m	Torque mecánico	N.m	$\mathbf{r} \times \mathbf{F}$
T_R	Constante de tiempo de transductor	s	Ver sección 2.3.1
V	Tensión eléctrica	V	$\int_{x_B}^{x_A} \mathbf{E} \cdot d\mathbf{l}$
V_C	Tensión en terminales compensada	V	Ver sección 2.3.1
V_{REF}	Tensión de referencia	V	Ver sección 2.3.1
V_{STAB}	Señal de control de PSS	V	Ver sección 2.3.1
X	Reactancia eléctrica	Ω	$2\pi fL$
Z	Impedancia	Ω	$\frac{V}{i}$

Símbolos con letras griegas

Símbolo	Término	Unidad SI	Definición
ω	Frecuencia eléctrica	rad.s^{-1}	$2\pi f$
ω_m	Frecuencia mecánica	rad.s^{-1}	$2\pi f$
Φ	Flujo magnético	Wb	$\int_S \mathbf{B} d\mathbf{S}$

Subíndices

Subíndice	Término
0	Secuencia cero

Subíndice	Término
d	Eje directo
f	Cantidad de campo
k	Cantidad de circuito de amortiguamiento
o	Cantidad de circuito abierto
q	Eje de cuadratura
s	Cantidades de estator
$base$	Cantidades base en sistema <i>por unidad</i>
RMS	Cantidades RMS (<i>Root-mean square</i>)

Superíndices

Superíndice	Término
'	Cantidad referida a estator
'	Cantidad transitoria
"	Cantidad subtransitoria

Abreviaturas

Abreviatura	Término
AC	Corriente alterna
API	<i>American Petroleum Institute</i>
CNO	Consejo Nacional de Operación
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
$IEEE$	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
p.u.	Por unidad
OEL	<i>OverExcitation Limiter</i>

Abreviatura	Término
<i>PID</i>	Proporcional, integral y derivativo
<i>PSS</i>	<i>Power System Stabilizer</i>
<i>RICE</i>	<i>Reciprocant Internal Combustion Engine</i>
<i>SCR</i>	<i>Silicon-Controlled Rectifier</i>
<i>SDL</i>	Sistema de distribución local
<i>UEL</i>	<i>UnderExcitation Limiter</i>

1. Introducción

1.1. Generación distribuida y autogeneradores

En materia de energía eléctrica, sin duda el tema que ha dominado el desarrollo y la investigación durante el principio del siglo XXI ha sido la *transición energética*, que aboga por una energía eléctrica más eficiente, robusta y limpia. Uno de los pilares de la transición energética es la generación distribuida, que se puede definir como “*la producción de energía eléctrica cerca de los centros de consumo, conectada a un sistema de distribución local*” [Pod14]. Este esquema de generación permite descongestionar los sistemas de transmisión, lo que disminuye pérdidas y evita o pospone inversiones en expansión de estos sistemas; hace los sistemas de potencia más robustos y la energía eléctrica más económica para el usuario final.

Existen distintos tipos de proyectos y desarrollos que se pueden enmarcar en el pilar de la generación distribuida, como las microrredes, las plantas menores, la transformación de usuarios en productores-consumidores (llamados *prosumers* en la literatura especializada), entre otros. A grandes rasgos, se pueden considerar dos tipos de proyectos de generación distribuida: las *plantas menores* y los *autogeneradores*. Las primeras son plantas de generación tradicionales, pero de menor tamaño y conectadas a redes de media tensión en sistemas de distribución local (SDL) en lugar de redes de transmisión. La autogeneración se refiere a la generación eléctrica emprendida por personas o empresas cuya actividad principal no es la generación eléctrica. Éste es el caso de los usuarios residenciales que instalan paneles solares fotovoltaicos en sus casas y de las industrias que tienen su propia infraestructura de generación. Este proyecto se enfoca en estas últimas.

Es común que en plantas industriales con un consumo eléctrico importante se cuente con generación propia, con el fin de disminuir costos y de aumentar la confiabilidad del suministro de energía al proceso que se realice en la planta. En Colombia, a estas plantas se las conoce como plantas autogeneradoras [Pod14]. En la mayoría

de los casos, la autogeneración a nivel industrial se lleva a cabo mediante generación termoeléctrica. Si la infraestructura de generación no se destina únicamente a la generación eléctrica, sino que se aprovecha también la energía térmica en algún proceso industrial, se habla de cogeneración. En ambos casos, es común que exista además una conexión a la red pública, que se usa como respaldo durante los tiempos de indisponibilidad de los generadores propios, o, si la empresa en cuestión tiene acceso a una tarifa horaria, durante el tiempo en el que el precio de la energía es más atractivo que la autogeneración.

Recientemente, considerando la necesidad de aumentar la eficiencia energética en Colombia y de reducir la huella de carbono del sector, se promulgó la Ley 1715 de 2014, en la que se fomenta que las plantas industriales con autogeneración inyecten sus excedentes de energía al sistema interconectado mediante estas conexiones de respaldo¹.

Durante el Fenómeno del Niño 2015-2016, el más fuerte registrado hasta la fecha en Colombia, se pudo evidenciar, además, la gran ventaja que estos esquemas de inyección de excedentes de autogeneración representan en términos de confiabilidad para el sistema eléctrico durante tiempos difíciles, como la sequía que se vivió durante esta temporada. En efecto, durante ese verano, el gobierno colombiano se vio obligado a acudir a este tipo de plantas, flexibilizando su entrada al sistema (mediante la campaña llamada “*Genera tu energía*”) para evitar un racionamiento de energía [Min16]. De esta manera, en 2016 se logró que la participación de autogeneradores y cogeneradores en la generación nacional aumentara un 35 % con respecto al año anterior, llegando al 1,1 % del total de energía generada ese año [Exp17].

Estas circunstancias sugieren que en el corto y mediano plazo se multiplicarán las plantas industriales que deciden inyectar sus excedentes de generación al sistema, lo cual supone varios retos, tanto para el sistema de potencia a gran escala, como para las plantas autogeneradoras.

Por el lado del sistema, con suficiente generación distribuida, las redes de distribución de media tensión dejan de ser radiales, lo que cambia los modelos en los cuales se basa el diseño de protecciones. Igualmente, la operación del sistema y la administración del mercado deben adaptarse a la existencia de muchos más generadores menores no despachados centralmente. Aquí cabría una discusión sobre la

¹Esta ley contempla también la inyección de excedentes de autogeneradores no industriales, como los usuarios residenciales, pero este trabajo se centra en los primeros.

pertinencia de un mercado intradiario, por ejemplo, o una redefinición de la gestión y remuneración que se hace de las desviaciones y la reserva rodante; temas, sin embargo, que escapan al alcance de este trabajo. Por el lado de los autogeneradores, se debe garantizar que el suministro de energía a la red pública no ponga en riesgo la operación de la planta. Esto es, por ejemplo, garantizar que una falla en la red de distribución no dañe los generadores ni cause un apagón en la planta industrial.

Es en esta última situación que se enmarca el presente proyecto. La solución evidente para este reto es añadir un elemento de protección que desconecte la planta industrial del sistema cuando exista una falla. Esto, sin embargo, supone para los generadores de la planta una pérdida súbita de carga: se introduce un desbalance entre carga y generación, lo cual podría conducir a una pérdida de estabilidad del sistema de potencia local de la planta industrial, y a un posterior apagón total de la misma, que, de acuerdo con el tipo de proceso industrial de que se trate, puede tener costos altísimos. Es por lo tanto deseable para cada planta que adopte el esquema de venta de excedentes de energía garantizar que esta situación no ocurra.

1.2. Planteamiento y discusión del problema

En el presente proyecto se estudia un caso particular de la situación problemática que se acaba de plantear. En Piedras, Tolima, la empresa Turgas S.A.E.S.P. cuenta con una planta de tratamiento de gas natural y una planta de generación termoeléctrica (Termopiedras S.A.E.S.P.). La capacidad actual de generación de la planta es de 5,7MW distribuidos en tres generadores. El consumo de la planta de tratamiento de gas natural es de aproximadamente 2,2MW. Cuando el precio de la energía en bolsa es suficientemente atractivo, el excedente de generación se inyecta al sistema de distribución local. Es decir, en la práctica, esta planta se comporta como un autogenerador. En la Figura 1-1 se muestra el diagrama unifilar de la planta que se estudia.

1.2.1. Planteamiento del problema

Cuando ocurre una falla en la línea de media tensión externa a la planta, bien sea en la sección propia (Caldasviejo-Planta), o en la sección del operador de red (más allá de la subestación Caldasviejo), los reconectores R01, R02 y R03, accionados por protección de sobrecorriente, desconectan la planta del sistema interconectado.

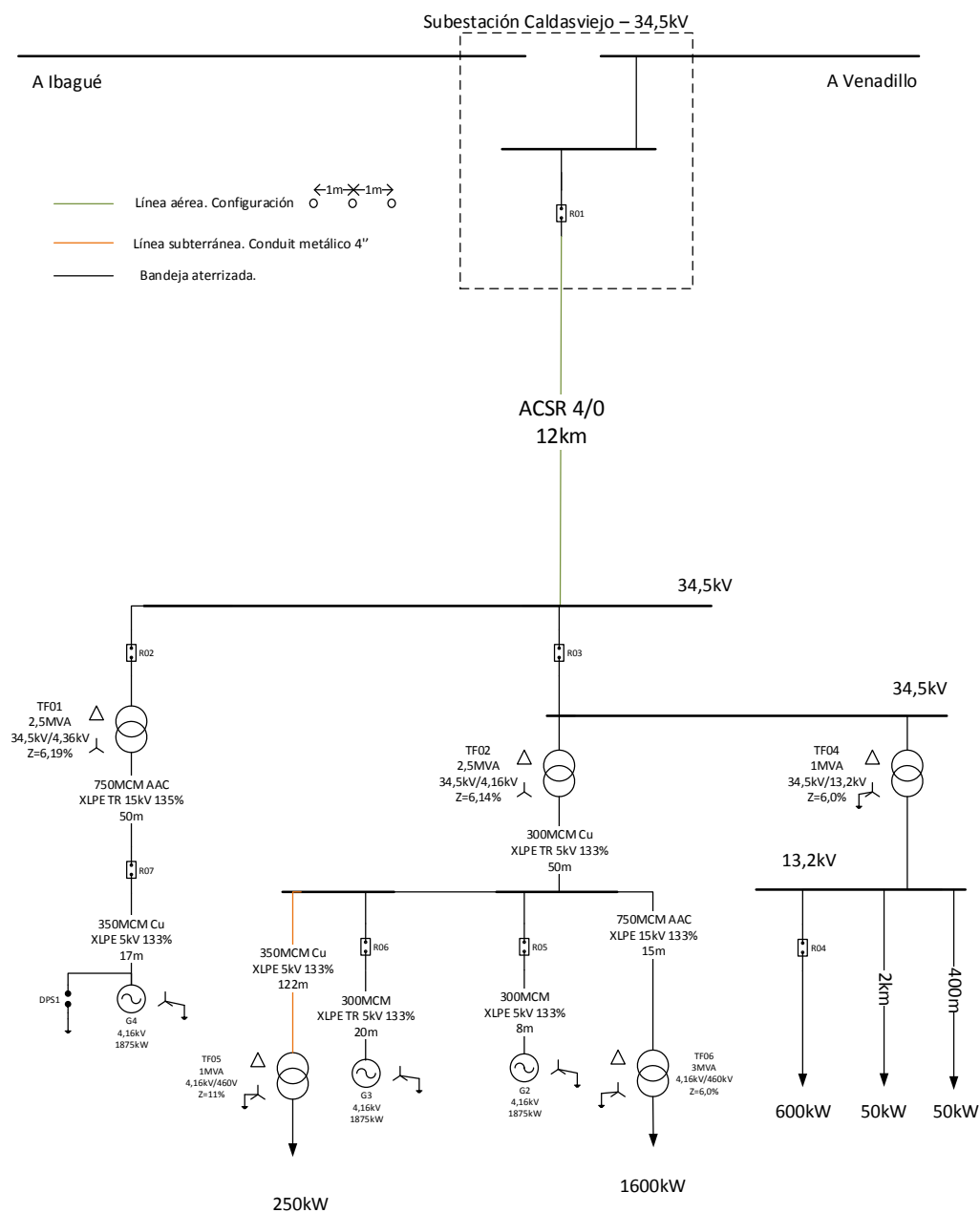


Figura 1-1.: Diagrama unifilar del sistema estudiado

Con frecuencia, cuando ocurre una falla en la línea, opera un elemento de corte en la sección del operador de red, sobre el que la empresa no tiene control, de manera que la línea queda desconectada del resto del sistema, lo que hace imposible un recierre de los reconectores. Por este motivo, el recierre automático de estos tres dispositivos se encuentra deshabilitado. Por lo tanto, cuando sucede una apertura, ocurre una pérdida súbita de carga, que provoca que la frecuencia de los tres generadores se incremente. Inmediatamente después, los sistemas de protección de sobrefrecuencia de los generadores actúan y los paran, provocando así un apagón total, tanto de los generadores como de la planta de tratamiento de gas. Estos equipos están ajustados para actuar de forma inmediata al superar los 63Hz.

Cada apagón total genera costos por cuatro conceptos: desperdicio de gas que no se puede tratar durante el apagón, pérdida de eficiencia en el proceso de tratamiento del gas por pérdida de las condiciones óptimas de operación (tanques separadores refrigerados se calientan, calderas se enfrían, por ejemplo), costo por la energía que se deja de vender mientras se arrancan los generadores de nuevo, y desgaste acelerado en equipos que sufren por la pérdida súbita y reiterada de alimentación. Un estudio detallado de los costos económicos de este problema no hace parte del alcance de este trabajo, pero se estima que las pérdidas por cuenta de estos eventos pueden estar en el orden de las decenas de millones de pesos al año para esta empresa.

Este problema, como se puede ver, corresponde precisamente a la situación problemática que se había descrito para las plantas industriales con inyección de excedentes de generación. En este trabajo se ha propuesto y probado en simulación una metodología de prevención de este tipo de apagones en esta planta con inyección de excedentes a la red. A saber, una metodología que incluye en una primera etapa la determinación de los parámetros necesarios para el estudio de estabilidad correspondiente, y en una segunda etapa el diseño de un sistema de control que permita evitar los apagones descritos.

1.2.2. Discusión del problema

Se verá a continuación una muy breve recopilación del conocimiento que ya se tiene en el medio sobre problemas similares al descrito anteriormente. Con base en este conocimiento, se mostrarán posibles enfoques que se le pueden dar al presente proyecto, y el que se eligió entre ellos.

Una primera aproximación a este problema podría ser abordarlo como un proble-

ma de protecciones de sistemas de potencia. Siguiendo este enfoque, se puede decir que para la protección de generadores, como para cualquier elemento de un sistema de potencia durante una falla, aplica la regla de que se debe desconectar el elemento en falla, y únicamente el elemento en falla, tan rápido como sea posible, para evitar que su falla afecte a otros componentes del sistema. En otras palabras, el generador sólo debería apagarse si la falla existente está en el generador. En otro caso, debería desconectarse el elemento en falla, y el generador y los demás componentes del sistema deberían permanecer encendidos [ANS06].

En el problema formulado, la causa del disparo que provoca un apagón completo de la planta es sobrefrecuencia. Ésta no se debe a una falla en los generadores, sino a un desbalance entre la capacidad de generación disponible y el consumo de las cargas conectadas en el sistema aislado resultante de la desconexión de la línea. Estos disparos constituyen entonces una desconexión de un generador que no está en falla. Es por lo tanto, en principio, una desconexión indeseada.

Un primer esbozo de solución podría empezar entonces por decir que el problema está en las protecciones de las líneas, quienes son las que presentan fallas. En ese orden de ideas, podría pensarse que el proyecto se debería haber orientado a investigar y corregir el origen de las fallas en la línea, o por lo menos mitigar sus consecuencias sobre la planta, de manera que se reduzca la frecuencia con la que la planta se aísla de la red de manera no programada. Es de esperarse que un proyecto con esta orientación tenga como resultado una propuesta de intervención a las líneas problemáticas, o una propuesta de reconfiguración de las protecciones de la línea de interconexión de la planta (por ejemplo, habilitación del recierre de los reconectores para que la desconexión sea sólo momentánea).

El primer resultado supondría que se intervenga una línea sobre la que la planta autogeneradora no tiene control; es decir, supondría la participación del operador de red. Aunque éste es un enfoque válido, escapa al alcance del presente proyecto, que se enfoca en qué pueden hacer las plantas autogeneradoras para no poner en riesgo su operación cuando deciden entregar sus excedentes de generación a la red. Respecto al segundo resultado, se recuerda que es frecuente durante estos eventos la desconexión de la línea por parte del operador de red, mediante un elemento de corte sobre el que la planta no tiene control. En estos casos, la reconfiguración de los reconectores propios de la planta con el fin de evitar la desconexión definitiva sería inútil. Es por lo tanto necesario un enfoque distinto.

Admitiendo ahora que la desconexión de la línea es inevitable, y volviendo a la

idea de que la desconexión de los generadores es indeseada, ya que no están en falla, se podría sugerir que todo disparo por sobrefrecuencia es un disparo incorrecto y que la solución es eliminar (o hacer más permisiva) esta protección. A continuación se mira este caso un poco más en detalle.

Si bien trabajar a una frecuencia superior a la nominal no supone ningún peligro mayor para el generador, sí le acarrea problemas al elemento motor que lo impulsa [ANS04]. En efecto, trabajar a altas velocidades acelera el envejecimiento de las partes mecánicas de los motores recíprocos de combustión interna (RICE, por su sigla en inglés) como los que se tienen en el problema considerado, especialmente si al alejarse de la velocidad nominal se acerca a la velocidad de resonancia². No obstante, no es usual usar un relé de sobrefrecuencia para hacer un disparo inmediato de un generador, como se hace en este caso. Todos los motores admiten trabajar por fuera de su velocidad nominal por cierto tiempo o con carga reducida. Sólo cuando se excedan estos valores se debería pensar en apagar la máquina [IEC04]. Además, típicamente, el elemento motor tiene su propia protección por sobrevelocidad. Lo usual es usar el disparo del relé de sobrefrecuencia para emprender acciones que eviten el disparo de la protección de sobrevelocidad [AP14, ANS04, ANS06].

Se ha hallado que si no se interviene de algún modo el sistema de control cuando se pierde la carga, es inevitable la sobrevelocidad del elemento motor [TA03]. Tradicionalmente, la intervención la ha realizado el operador, quien cambia la velocidad objetivo del gobernador del generador, tras recibir la alarma del relé de sobrefrecuencia [Woo04]. Esto se basa en que el incremento de frecuencia no es demasiado alto (menos del 3%) y que el tiempo tolerable de trabajo a esta nueva velocidad es de algunos minutos. Si estas condiciones se cumplen, un esquema basado en la acción humana es suficiente. En cambio, cuando el desbalance entre carga y generación es demasiado grande, como es el caso en el problema que se plantea aquí, la frecuencia sube mucho más (por encima del 3%), y a esta velocidad el tiempo tolerable de trabajo no es lo suficientemente largo para que el operador pueda intervenir.

Este segundo enfoque desde el punto de vista de las protecciones llega entonces a que el problema no es realmente de las protecciones; ellas están haciendo su trabajo, puesto que la frecuencia de los generadores está saliendo del rango permitido. Es necesario emprender acciones de mitigación sobre el sistema de control de los gene-

²Esto, sin embargo, no es usual, ya que la frecuencia de resonancia en RICE es típicamente alrededor de 5Hz [IEC09].

radores para evitar la salida de servicio por sobrefrecuencia. Un segundo enfoque, tal vez más acertado, es entonces enmarcar este proyecto en el área de análisis de estabilidad de sistemas de potencia.

La estabilidad en sistemas de potencia se puede definir como “*la capacidad de un sistema de potencia para, a partir de unas condiciones iniciales de operación, volver a un estado de equilibrio tras haber sido sometido a una perturbación física, con la mayoría de sus variables acotadas de tal forma que prácticamente todo el sistema de potencia permanezca intacto*” [KPVA06]. Es claro que en este caso se está teniendo un problema de inestabilidad, puesto que tras una perturbación física (falla seguida de desconexión de carga), una variable del sistema (la frecuencia) se sale de su rango permitido, a tal punto que el sistema de protecciones saca de servicio los generadores del sistema.

En el caso que se propone estudiar, como ya se ha mencionado, el origen de la inestabilidad es un desbalance entre la potencia generada y la potencia demandada por la carga, con exceso de potencia generada. Esto requiere un sistema de control que de algún modo restablezca el balance perdido para devolver el sistema a un estado estable. El balance se puede restablecer mediante una acción directa sobre el generador, bien sea sobre el gobernador o el sistema de excitación, o una acción sobre la carga, como la adición de resistencias de frenado. En la literatura se pueden encontrar casos exitosos de implementación de todas estas estrategias [CDK⁺71, KY11, Kun81, BS08].

Cualquiera de estos métodos de actuación puede ser abordado desde un análisis de estabilidad del sistema eléctrico de esta planta. Como en cualquier sistema de control en general, el diseño de un sistema de control de estabilidad de sistemas de potencia requiere simulaciones y ajustes que se hacen sobre un modelo del sistema de potencia que se pretende controlar. Este modelo tiene un número de parámetros que caracterizan el comportamiento del sistema, número que depende de la fidelidad que se desee y requiera para el objetivo planteado, así como de la información disponible para su identificación.

El enfoque de este problema desde el análisis de estabilidad de sistemas de potencia parece entonces más adecuado para la problemática que se presenta. Este enfoque supone tres etapas: definición del modelo del sistema a controlar, estimación de parámetros de dicho modelo y diseño del esquema de control. Éstas son las etapas en las que se dividió el presente Trabajo Final de Maestría.

1.3. Microrredes

Otro enfoque que se tuvo en cuenta durante el planteamiento del presente proyecto es el de considerar el sistema al que pertenece la planta estudiada como una microrred. Una microrred se puede definir como un sistema de potencia a pequeña escala, con varios usuarios y generadores, capaz de operar tanto conectado a un sistema de potencia mayor como desconectado de él. El autogenerador bajo estudio se asemeja a lo que constituye una microrred: puede operar tanto conectado a la red como desconectado de ella y hay varios generadores. Si bien es cierto que no cuenta con varios usuarios ni un sistema de distribución, esto podría constituir un futuro proyecto, por lo que este enfoque puede ser acertado.

En la literatura especializada, se conoce como *islanding* al proceso en el cual una microrred se desconecta de la red pública y sigue trabajando de forma independiente, como una isla. Durante una desconexión como esta, pueden suceder desbalances de energía. Es decir, el problema que origina este Trabajo Final de Maestría ya ha sido estudiado en el contexto de las microrredes. En consecuencia, se hizo un estudio de las microrredes existentes en Europa y Estados Unidos, así como una revisión de las patentes emitidas en el área de control de microrredes en estos países, con el propósito de ver cómo éstas enfrentan una desconexión. Este estudio, realizado en conjunto con el Profesor Sergio Rivera, Ph.D., condujo a la redacción del capítulo *Microgrids in Europe* en el libro *Clean Energy Microgrids* [RV17].

Si bien el resultado del estudio sólo quedó tangencialmente relacionado con el presente proyecto, esta publicación se considera un producto de este Trabajo Final de Maestría, por lo que se la menciona aquí, y se exponen los resultados en el Capítulo 5.

1.4. Presentación de este documento

Definido el contexto del presente Trabajo Final de Maestría, aquí se expone la organización de este documento.

En el capítulo 2 se presenta el modelo usado para representar el sistema eléctrico de la planta estudiada. Para esto, se hace una revisión de la teoría básica y relevante para el modelamiento de plantas de generación, se definen las partes constitutivas del objeto de estudio y se exponen, entre los distintos modelos disponibles en la literatura y estado del arte, los elegidos para representar cada una de ellas.

En el capítulo 3 se hace una revisión del estado del arte en metodología de estimación de los parámetros de los modelos del capítulo 2. Además, se discute la certidumbre con la que es necesario conocer ciertos parámetros del modelo teniendo en cuenta el evento que se desea simular, mediante un estudio de sensibilidad de la respuesta estudiada a los distintos parámetros contemplados, llegando a que hay parámetros importantes y otros menos importantes. Por último, se muestran los métodos empleados para hallar los parámetros que se identificaron como importantes.

En el capítulo 4 se discuten las alternativas de control consideradas y se expone con detalle la elegida, *control de rechazo de carga*, así como su método de sintonización. Igualmente, se muestran los resultados de las simulaciones de evaluación de desempeño del sistema propuesto.

En el capítulo 5 se describe brevemente el estudio realizado sobre microrredes que condujo a la publicación del capítulo *Microgrids in Europe* en [RV17]. Igualmente, se discute la relación de este estudio con este Trabajo Final de Maestría.

Por último, en el capítulo 6 se hace una breve recopilación de los resultados obtenidos, se concluye sobre el cumplimiento de los objetivos planteados en la Propuesta de este Trabajo Final de Maestría y se emiten recomendaciones para una futura implementación del sistema propuesto aquí.

2. Modelado de la planta autogeneradora

2.1. Introducción

Los sistemas de potencia eléctrica son cruciales para las sociedades modernas. De la confiabilidad de este servicio dependen el confort de muchas personas, la actividad económica de muchas empresas e incluso vidas. Por este motivo, la estabilidad de los sistemas de potencia es un tema ampliamente estudiado y reglamentado. Los estudios de estabilidad no son algo meramente académico. Al contrario, son parte íntegra del planeamiento de corto, mediano y largo plazo de los sistemas de potencia. En el corto plazo, los operadores de sistemas de potencia de todo el mundo deben garantizar que sus sistemas podrán operar de manera estable, incluso ante la ocurrencia de contingencias. Para garantizar esto, pueden decidir ordenar que ciertas plantas operen, así su costo sea mayor al de las demás (las llamadas *must-run plants* o generación de seguridad). En el mediano y largo plazo, los estudios de estabilidad definen la viabilidad y/o necesidad de la construcción de nuevas plantas o líneas de transmisión. Es clara entonces la importancia de estudios de estabilidad fiables: si estos fallan en su deber de anticipar el comportamiento de los sistemas de potencia, se corre el riesgo de que ocurran apagones o sobrecostos en generaciones de seguridad innecesarias.

Una forma de garantizar que los modelos usados reproducen con suficiente fidelidad el comportamiento de los sistemas de potencia es estandarizar estos modelos. En Colombia, por ejemplo, el Acuerdo 843 de 2016 del Consejo Nacional de Operación (CNO) “*establece los requerimientos para la obtención y validación de parámetros del generador y los modelos del sistema de excitación, control de velocidad/potencia y estabilizadores de sistemas de potencia de las unidades de generación del SIN (...)*” [Con16]. A nivel internacional, existen guías y normas de la IEEE y la IEC que

estandarizan los modelos usados, como el estándar IEEE 1110, entre otros.

Se debe resaltar sin embargo que el caso estudiado no es una planta importante del sistema interconectado, por lo que su operación no pone en riesgo la estabilidad del mismo. En este sentido, si bien los modelos estandarizados son un buen comienzo para el modelado que se hace en este trabajo, no se consideran camisa de fuerza, ya que la estimación o identificación de los parámetros de los modelos estandarizados podría requerir esfuerzos y recursos importantes, los cuales están justificados en el caso de plantas de gran tamaño, pero no en plantas industriales como la estudiada.

Con esta salvedad, a continuación se presenta una revisión de la teoría básica y relevante para el modelado del sistema estudiado, haciendo énfasis en el generador y sus partes constitutivas. En primer lugar, se divide el sistema en distintas partes, para cada una de las cuales se describen algunos modelos disponibles en la literatura. A partir de la revisión bibliográfica realizada, se muestra el modelo elegido para cada parte. En el caso del sistema de excitación, para justificar la simplificación de los modelos, se muestran simulaciones del sistema en MATLAB. El modelo obtenido es la base sobre la que se construye el sistema de control de que trata el capítulo 4.

Descripción general

En general, un generador síncrono trifásico tradicional se puede modelar como el diagrama de bloques de la Figura 2-1. Siguiendo este enfoque, un generador es un bloque con dos entradas y siete salidas.

La primera entrada es la potencia mecánica¹ que se desea convertir en energía eléctrica, que proviene de un equipo conocido como *motor primario* o principal². Dependiendo de la fuente energética primaria, el motor principal puede ser una turbina hidráulica, una turbina de vapor o gas, o un motor de combustión interna, de gas, gasolina o diesel. El uso de motores de combustión interna es más común en plantas eléctricas de baja potencia, como plantas de emergencia y plantas industriales, y es el caso en el sistema estudiado. El motor primario cuenta con un sistema de control que regula la potencia que llega al generador; este sistema es conocido como *gobernador*.

La segunda entrada es la corriente o tensión de excitación del devanado de campo del rotor del generador síncrono. Esta proviene del excitador, que junto a su sistema

¹Para efectos de este modelo, potencia, energía y torque mecánico se refieren a lo mismo, por lo que se usa cualquiera de las tres formas para referirse a esta magnitud.

²En la literatura especializada es común encontrar este concepto en inglés, *prime mover*.

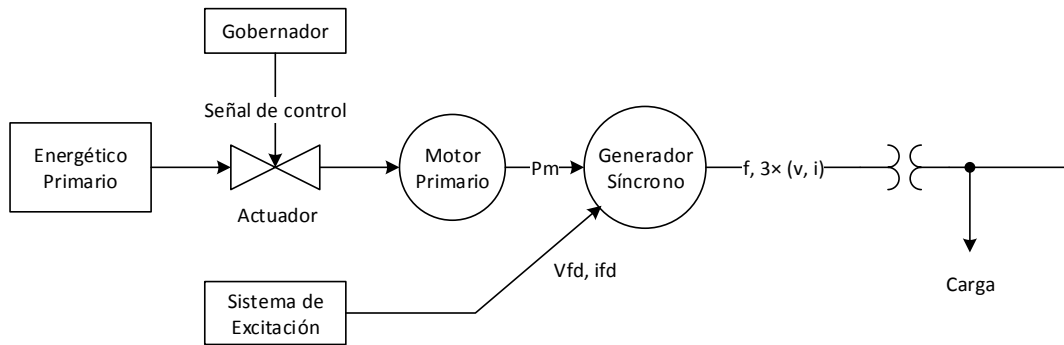


Figura 2-1.: Diagrama de bloques de un generador síncrono

de control conforma el *sistema de excitación* del generador.

La primera salida es la velocidad angular del generador, que en generadores síncronos es proporcional a la frecuencia de la corriente AC generada. Esto hace que, relativos a sus valores nominales (es decir, en *por unidad*, ver sección 2.1.1), estos dos valores sean iguales. Por lo tanto, en todo este trabajo se habla indistintamente de velocidad o frecuencia para referirse a esta magnitud.

Por último, las salidas restantes pueden representarse de distintas formas. Como la potencia eléctrica de salida del generador es de corriente alterna y trifásica, podría verse en realidad como seis salidas: tres tensiones y tres corrientes sinusoidales. También puede verse como potencia activa y reactiva de salida para cada fase, o potencia activa y reactiva total, lo que disminuiría el número de salidas a dos. Otras representaciones son posibles, comunes y equivalentes: tensiones y corrientes fasoriales, tensiones y corrientes en componentes simétricas, entre otras. Independientemente de la representación que se elija, estas salidas representan la potencia eléctrica que entrega el generador, y sus valores dependen no únicamente del generador, del gobernador y del sistema de excitación, sino también del sistema eléctrico que esté siendo alimentado por el generador. Este sistema eléctrico incluye todos los dispositivos eléctricos conectados a los terminales del generador (transformadores, líneas, motores, etc.). Todo este sistema eléctrico aquí es llamado *carga*.

A continuación se hará una corta revisión de los modelos existentes y los usados en este trabajo para cada una de las partes anteriormente mencionadas, a saber:

generador, gobernador, sistema de excitación y carga. Primero, sin embargo, se hace una revisión de la representación en *por unidad*, que se usa en todo este trabajo, como es usual en análisis de sistemas de potencia.

2.1.1. La representación por unidad

En esta sección se introduce la representación *por unidad*, ampliamente utilizada en análisis de sistemas de potencia, y que se usa en todas las ecuaciones y modelos planteados en este trabajo. El lector que ya esté familiarizado con esta representación puede omitir la presente sección. El contenido aquí presentado es una versión sintetizada de [Kun94a].

En análisis de sistemas de potencia, es usual normalizar todas las variables usadas con respecto a una cantidad base, de manera que todas las variables se manejen como cantidades adimensionales:

$$\text{Cantidad en por unidad} = \frac{\text{Cantidad en unidades físicas}}{\text{Cantidad base en unidades físicas}}$$

Esto simplifica cálculos y expresiones, y facilita la comprensión y evaluación humana de las características de un sistema de potencia. Normalmente, las cantidades base se seleccionan de tal forma que las principales variables de interés sean iguales a 1 en condiciones nominales. Dado que existen relaciones entre las cantidades físicas usadas, una vez definidas algunas cantidades base, las demás quedan automáticamente definidas. Es importante notar que antes de poder usar cantidades en por unidad en alguna ecuación, se debe verificar que estén referidas a la misma cantidad base. De lo contrario, es necesario primero referirlas a la misma cantidad base.

En el estudio de máquinas síncronas, es usual definir las siguientes cantidades base para el estator³ de la siguiente manera:

$e_{s,base}$ Tensión instantánea base en estator, igual al valor pico de la tensión línea-neutro nominal, en V.

$i_{s,base}$ Corriente instantánea base en estator, igual al valor pico de la corriente de línea nominal, en A.

f_{base} Frecuencia base, igual a la frecuencia nominal, en Hz

Una vez definidas estas tres cantidades base, automáticamente quedan definidas las demás:

³El subíndice s se refiere a que son cantidades del estator

$E_{s,RMS,base} = e_{s,base}/\sqrt{2}$	Tensión RMS base en estator, en V.
$I_{s,RMS,base} = i_{s,base}/\sqrt{2}$	Corriente RMS base en estator, en A.
$\omega_{base} = 2\pi f_{base}$	Frecuencia eléctrica base en rad.s^{-1} .
$\omega_{m,base} = 2\omega_{base}/p_f$	Frecuencia mecánica base en rad.s^{-1} .
$Z_{s,base} = \frac{e_{s,base}}{i_{s,base}}$	Impedancia base en estator, en Ω .
$L_{s,base} = \frac{Z_{s,base}}{\omega_{base}}$	Inductancia base, en H.
$\phi_{s,base} = \frac{L_{s,base}}{i_{s,base}}$	Enlace de flujo magnético base, en Wb-vuelta.
$VA_{base} = 3E_{s,RMS,base}I_{s,RMS,base}$	Potencia base, en VA (también se usa para W y VAr), y
$T_{base} = \frac{VA_{base}}{\omega_{m,base}}$	Torque base, en Nm.

, con p_f número de polos de la máquina síncrona.

No existe unanimidad respecto a las cantidades base que se deben usar para las cantidades del rotor, salvo la cantidad base de frecuencia, que es igual a la de estator (por lo que no se usó el subíndice s cuando se la definió anteriormente). En general, es válido que existe un factor de conversión entre las cantidades base de corriente y voltaje en el rotor y las cantidades correspondientes del estator. Este factor depende de las inductancias del devanado de campo y del devanado de estator. El propósito de esta sección no es profundizar sobre este tema, por lo que sólo se resalta la importancia de tener en cuenta que estas cantidades son diferentes a la hora de interpretar los resultados de un *software* de simulación, así como cuando se convierten valores reales a p.u. en el rotor.

Esto implica que cuando se expresan cantidades de rotor y estator en por unidad, se deben convertir de una base a otra antes de poderlas operar en una ecuación. Cuando se refieren las cantidades de rotor al estator, se usa la notación de una comilla (').

2.2. Generador síncrono

El generador síncrono es el principal objeto de estudio de este proyecto, y quizá el mayor objeto de estudio de los investigadores en estabilidad de sistemas de potencia. Para modelar el generador síncrono, está ampliamente difundido y aceptado el uso

del modelo de máquina de dos ejes, que es por ejemplo el citado en el estándar IEEE 1110 [jee03]. Si bien existen modelos más simples, con menos parámetros y que podrían ser suficientes para la simulación que se pretende hacer aquí [XMF16], dos motivos llevan a tomar el modelo estándar de máquina de dos ejes. Por un lado, por su amplia difusión y estandarización, este modelo ya se encuentra implementado en todos los *softwares* de simulación de sistemas de potencia, incluyendo *Simscape Power Systems*, de MATLAB, que es el que se usa en este trabajo, lo que simplifica las simulaciones a realizar. Por otro lado, para los generadores de la planta estudiada, se cuenta con información del fabricante sobre los *parámetros estándar*, que son parámetros definidos para este modelo, por lo que usar el modelo de máquina de dos ejes facilita la labor de estimación de parámetros.

Se asume que el lector ya tiene conocimiento del principio de funcionamiento de estas máquinas eléctricas, por lo que aquí se hace sólo una revisión muy rápida de esta teoría. Para un desarrollo con mayor detalle, se recomienda la revisión de [GS96, Kun94a, KWS02, FKK71], en cuyo contenido está basada esta sección.

Un generador síncrono está compuesto por una parte rotativa, el rotor, y una inmóvil, el estator. Sobre el rotor se encuentran montados uno o varios devanados, llamados devanados de campo. Estos devanados son alimentados con corriente continua, de tal forma que se produce un campo electromagnético que rota a la velocidad de rotación del eje del rotor. El estator consiste en una serie de devanados, llamados devanados de armadura, dispuestos en ranuras alrededor del rotor de tal forma que al rotar éste, el campo electromagnético rotativo cruza los devanados del estator induciendo en ellos una tensión sinusoidal. Los devanados del estator están conectados en tres ramas y posicionados de tal forma que se inducen tres tensiones desfasadas 120° , constituyendo así un sistema eléctrico trifásico. Los terminales de estas tres ramas son los terminales del estator, o terminales del generador, y se conectan a la carga⁴, lo que hace que circule una corriente a través de los devanados de armadura. Esta corriente a su vez induce un campo electromagnético que se opone a la acción rotativa del devanado de campo; es decir, ejerce sobre el rotor un torque, al que se llama *torque eléctrico*, que tiende a frenar el rotor. El torque eléctrico es contrarres-

⁴Para esta conexión se usan diversas configuraciones, como Δ , Y con neutro flotante, Y con neutro aterrizado, entre otras. La configuración usada tiene implicaciones importantes en el comportamiento dinámico del generador, especialmente durante fallas. Sin embargo, la evaluación de diferentes configuraciones no hace parte del alcance del presente proyecto, por lo que aquí sólo se considerará la configuración usada en el caso estudiado: Y con neutro sólidamente aterrizado.

tado por el *torque mecánico* ejercido por el motor primario, ya que el eje del rotor está mecánicamente acoplado al eje del motor primario. El balance entre estos dos torques mantiene constante la velocidad de rotación, y por lo tanto la frecuencia de la señal AC.

La dinámica del generador síncrono está por lo tanto gobernada por dos interacciones: por un lado, la interacción electromagnética entre los devanados de armadura y el devanado de campo, y por otro lado, la interacción mecánica entre el motor primario y el rotor del generador. La primera es representada en el *modelo eléctrico*, mientras que la segunda es representada en el *modelo mecánico*.

2.2.1. Modelo eléctrico

En esta sección se busca introducir el modelo de máquina de dos ejes, así como los parámetros estándar de máquinas síncronas. El desarrollo en esta sección no es ni pretende ser un desarrollo matemático riguroso. Al contrario, la deducción de la relación buscada se puede considerar conceptual y cualitativa. Para un estudio más detallado, se puede consultar [GS96, Kun94a, FKK71, KWS02]. El desarrollo aquí presentado está principalmente basado en [GS96].

La máquina de dos ejes

El objetivo buscado al plantear estas ecuaciones es relacionar las corrientes y tensiones en los terminales del estator ($V_a, V_b, V_c, i_a, i_b, i_c$) con la corriente y tensión de excitación (V_f, i_f). Para lograr esto, se deben hacer varias suposiciones y simplificaciones. A saber, se supone que los devanados del estator están dispuestos en ranuras alrededor del rotor con una continuidad tal que se pueden asimilar a tres inductancias concentradas, una para cada fase, separadas 120° entre ellas. Adicionalmente, se desprecian los fenómenos magnéticos no lineales como la histéresis y la saturación. Si bien la saturación no siempre es un fenómeno despreciable, sólo suele manifestarse cuando un generador se ve obligado a suministrar importantes cantidades de potencia reactiva, como durante un corto circuito [Kun94a]. Como este no es el caso estudiado, no se tiene en cuenta la saturación.

Haciendo estas simplificaciones y suposiciones, se pueden plantear ecuaciones de enlace de flujo magnético de cada devanado concentrado con el devanado de campo. Estas ecuaciones relacionan la corriente y tensión en cada fase con la corriente y

tensión en el rotor. Hacen parte de estas ecuaciones las inductancias propias de los devanados concentrados del estator y del devanado de campo, así como las inductancias mutuas entre los tres devanados de armadura y las inductancias mutuas entre cada devanado de armadura y el devanado de campo. Los valores de estas inductancias⁵ tienen un inconveniente: varían en función de la posición del rotor, lo cual complica las ecuaciones obtenidas.

Para evitar esta complicación, se plantea una transformación conocida como transformación de Park o transformación $dq0$ ⁶. Mediante esta transformación, se convierten las cantidades del estator (corrientes, voltajes y flujos magnéticos en cada fase) en unas cantidades d , q y 0 , mediante una matriz de transformación \mathbf{P} :

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \\ V_0 \end{bmatrix} = \mathbf{P} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = \mathbf{P} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} \Phi_d \\ \Phi_q \\ \Phi_0 \end{bmatrix} = \mathbf{P} \begin{bmatrix} \Phi_a \\ \Phi_b \\ \Phi_c \end{bmatrix}$$

, donde las variables V son voltajes, i son corrientes y Φ son enlaces de flujo magnético, los subíndices d , q y 0 se refieren a las cantidades transformadas y a , b y c a las cantidades de las tres fases del estator.

Las cantidades d se refieren a un devanado que se encuentra en el eje d , o eje directo, que es el eje en el que se encuentra el devanado concentrado de campo, y gira con el rotor. Las cantidades q se refieren a un devanado que se encuentra en el eje q , o eje de cuadratura, que también gira con el rotor y se encuentra 90° en adelante (o atraso, dependiendo del autor) con respecto al eje directo. Las cantidades 0 , o de secuencia cero, se refieren a un devanado estacionario, es decir, que no gira con el rotor y que no es enlazado por los flujos magnéticos giratorios. Estos tres devanados ficticios se ilustran en la Figura 2-2.

La transformación $dq0$ permite plantear ecuaciones independientes de la posición del rotor, y que relacionan la corriente y la tensión de excitación con las corrientes y voltajes d , q y 0 . Estas últimas, a su vez, permiten obtener las corrientes y voltajes

⁵En particular, de la inductancia mutua entre cada devanado de armadura y el devanado de rotor.

En máquinas de polos salientes, también las inductancias propias de los devanados de armadura [GS96].

⁶Existen varias versiones de estas transformaciones, que difieren en el valor de un factor k de la matriz de transformación. La interpretación conceptual que se hace aquí es válida para cualquiera de ellas.

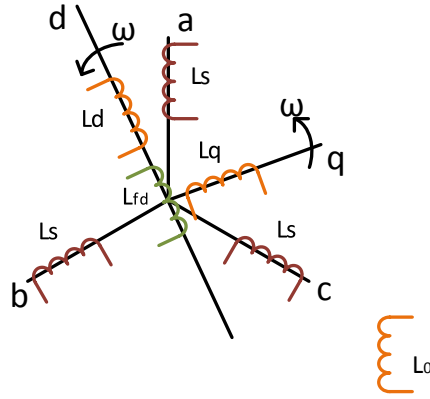


Figura 2-2.: Modelo de máquina de dos ejes. En rojo devanados estáticos de estator. En naranja devanados de estator referidos a ejes d y q y de secuencia cero. En verde devanado de campo

en los terminales del generador (mediante la transformación inversa \mathbf{P}^{-1}), que es lo que se busca.

Para llegar a las ecuaciones deseadas, sin embargo, hace falta tener en cuenta una consideración más, y es la existencia de los *circuitos de amortiguamiento*.

Circuitos de amortiguamiento

Hasta ahora se ha hablado de un único devanado de rotor, un devanado de campo concentrado en el eje directo d , alimentado por corriente continua, la corriente dada por el sistema de excitación. En realidad, una mejor aproximación se obtiene al agregar otros devanados al rotor, llamados de amortiguamiento, tanto en el eje d como en el eje q . Estos devanados no están conectados a la fuente de corriente directa que alimenta el devanado de campo ni a ninguna otra fuente. Por lo tanto, la corriente que los atraviesa sólo es distinta de cero cuando hay una corriente inducida por un campo electromagnético variable a través del devanado. Esto no sucede en condiciones balanceadas de estado estable. Es decir, en condiciones balanceadas de estado estable, los circuitos de amortiguamiento no aparecen. En cambio, cuando

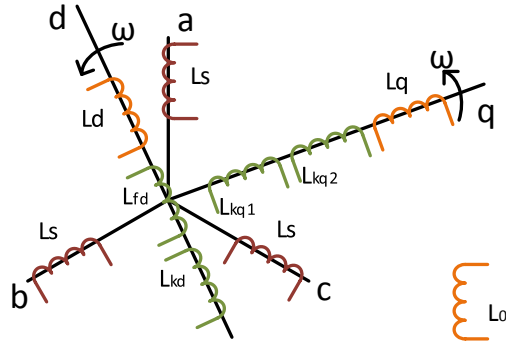


Figura 2-3.: Máquina de dos ejes con devanados de amortiguamiento. En rojo devanados concentrados del estator. En naranja devados del estator referidos a ejes d , q y 0 y en verde devanados del rotor (campo y de amortiguamiento)

hay una perturbación a este estado, el efecto de estos circuitos se hace apreciable, hasta que el sistema vuelve a estado estable y desaparecen de nuevo, lo que explica el nombre que se les da. Dependiendo de la fidelidad con la que se desee y necesite modelar el comportamiento real de un generador, de la capacidad computacional disponible y de la información disponible de pruebas en campo, se pueden considerar más o menos devanados de amortiguamiento en cada eje al plantear el modelo. No es usual usar más de dos en cada uno. Tomando dos circuitos de amortiguamiento en el eje de cuadratura y uno en el eje directo, se obtiene el diagrama de la Figura 2-3 y las ecuaciones siguientes.

$$\begin{aligned}
V_d &= R_s i_d + \frac{d}{dt} \Phi_d - \omega_r \Phi_q & \Phi_d &= L_d i_d + L_{md}(i'_{fd} + i'_{kd}) \\
V_q &= R_s i_q + \frac{d}{dt} \Phi_q + \omega_r \Phi_d & \Phi_q &= L_q i_q + L_{mq}(i'_{kq1} + i'_{kq2}) \\
V'_{fd} &= R'_{fd} i'_{fd} + \frac{d}{dt} \Phi'_{fd} & \Phi'_{fd} &= L'_{fd} i'_{fd} + L_{md}(i_d + i'_{kd}) \\
V'_{kd} &= R'_{kd} i'_{kd} + \frac{d}{dt} \Phi'_{kd} & \Phi'_{kd} &= L'_{kd} i'_{kd} + L_{md}(i_d + i'_{fd}) \\
V'_{kq1} &= R'_{kq1} i'_{kq1} + \frac{d}{dt} \Phi'_{kq1} & \Phi'_{kq1} &= L'_{kq1} i'_{kq1} + L_{mq} i_q \\
V'_{kq2} &= R'_{kq2} i'_{kq2} + \frac{d}{dt} \Phi'_{kq2} & \Phi'_{kq2} &= L'_{kq2} i'_{kq2} + L_{mq} i_q
\end{aligned} \tag{2-1}$$

, donde las variables V son voltajes, i son corrientes, Φ son enlaces de flujo magnético, L son inductancias y R son resistencias. El subíndice d se refiere al eje directo, q al eje de cuadratura, f al circuito de campo, y k a circuitos de amortiguamiento, acompañados de 1 ó 2 si hay más de uno.

Estas ecuaciones son las que se buscaban, pues relacionan la corriente de excitación i_{fd} y el voltaje de excitación V_{fd} ⁷ con las corrientes y voltajes de eje directo y cuadratura i_d , i_q , V_d y V_q , que a su vez dan las corrientes y voltajes en las tres fases del estator. Estas ecuaciones están dadas en función de inductancias y resistencias de campo, amortiguamiento y armadura, referidas a los ejes d y q . A estas variables se les llama *variables fundamentales*, y no son las variables que usualmente publican los fabricantes de generadores.

Para entender las *variables estándar*, que son las que publican los fabricantes, es necesario estudiar la respuesta de un generador ante una perturbación eléctrica externa, respuesta que es gobernada por las ecuaciones que se mostraron anteriormente.

⁷La notación $'$ en las ecuaciones significa que son corrientes y voltajes referidos al estator, ya que, como se recuerda de la sección 2.1.1, las corrientes y voltajes base de rotor son diferentes a los del estator. Obsérvese que aquí se discute el significado conceptual de estas ecuaciones, más que su significado matemático, por lo que en realidad el hecho de que sean valores referidos o no no tiene mayor importancia.

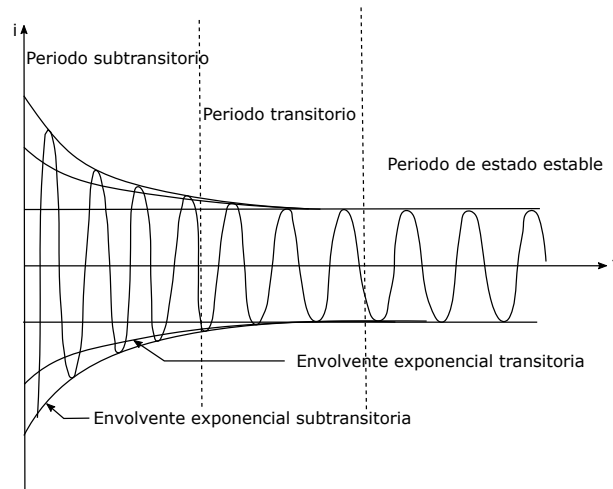


Figura 2-4.: Respuesta dinámica de un generador ante cortocircuito (elaboración propia a partir de [GS96])

Respuesta dinámica de un generador y parámetros estándar

La presencia de estos circuitos de amortiguamiento hace que la respuesta del generador síncrono ante una perturbación sea la suma de una respuesta permanente (debida a los devanados de campo y de estator) y unas respuestas que desaparecen (debidas a los circuitos de amortiguamiento). Es decir, cuando sucede alguna perturbación eléctrica, como un cortocircuito en los terminales del generador, la respuesta del generador cambia con el tiempo, como se muestra en la Figura 2-4.

Inicialmente, hay una corriente muy elevada, debida a una reactancia aparente muy pequeña. A esta etapa de la respuesta se le llama respuesta subtransitoria, y a las reactancias que se manifiestan durante esta etapa de la respuesta, reactancias subtransitorias. Esta primera etapa de la respuesta cae con característica exponencial en un tiempo pequeño, llamado constante subtransitoria de tiempo de cortocircuito. Para estas variables se usa la notación de dos comillas ($''$). A continuación, la corriente sigue cayendo, pero con una constante de tiempo mayor a la anterior; la corriente es menor, luego hay una reactancia aparente mayor a la anterior. A esta etapa se le llama etapa transitoria, y para las variables se usa la notación con una comilla ($'$). Por último, cuando las dos respuestas exponenciales han desaparecido, sólo queda la respuesta en estado estable, definida por las reactancias síncronas, que

usan notación sin comillas. Todas estas reactancias y constantes de tiempo existen para cada uno de los dos ejes. Para el eje directo se usa el subíndice d y para el eje de cuadratura el subíndice q . De esta manera, existen las reactancias síncrona, transitoria y subtransitoria de eje directo X_d , X'_d y X''_d , y las reactancias síncrona, transitoria y subtransitoria de eje de cuadratura X_q , X'_q y X''_q ⁸.

Los valores de estas reactancias se relacionan con las inductancias del devanado de campo, de los devanados de amortiguamiento y de los devanados de armadura referidos a los ejes d y q que se describieron anteriormente. El detalle de estas relaciones no es de interés para el trabajo realizado aquí, pero pueden consultarse en [KWS02].

Las constantes de tiempo de decaimiento exponencial también se relacionan con las inductancias y resistencias de los devanados de estator y rotor, de eje directo y eje de cuadratura. Se usan dos formas de expresar estas constantes: en términos del comportamiento de circuito abierto y del comportamiento de cortocircuito. Esto se refiere a las condiciones de los terminales del estator cuando las constantes son determinadas. Dependiendo del tipo, la relación con las variables fundamentales cambia, pero se mantiene el hecho de que hay una relación entre las variables fundamentales y las constantes de tiempo. Una vez más, el detalle de la relación escapa al alcance de este trabajo, pero puede consultarse en [KWS02]. Para las constantes de circuito abierto, se agrega el subíndice o . De esta manera, existen las constantes de tiempo transitorias y subtransitorias de eje directo y eje de cuadratura de corto circuito T'_d , T''_d y T''_q y las constantes de tiempo transitorias y subtransitorias de eje directo y eje de cuadratura de circuito abierto T'_{do} , T'_{qo} , T''_{do} y T''_{qo} . Cabe resaltar que para cada constante de tiempo, sólo se usa una de sus formas, circuito abierto o corto circuito, cuando se caracteriza un generador.

Este conjunto de variables: reactancias síncronas, transitorias y subtransitorias de eje directo y eje de cuadratura, así como las constantes de tiempo correspondientes, se conocen como *variables estándar*. Como se mencionó, si bien las ecuaciones que se mostraron se escriben en términos de las variables fundamentales, es más usual que los fabricantes publiquen las variables en su forma estándar, en por unidad. Sólo es importante recordar que, puesto que ambos conjuntos de variables están relacionados, cualquiera (fundamentales o estándar) permite escribir las ecuaciones

⁸Es importante notar que para rotores de polos salientes, como los generadores del caso bajo estudio, se tiene $X'_q = X_q$ [FKK71].

que describen la dinámica electromagnética de un generador síncrono, y por lo tanto permiten definir el modelo eléctrico.

2.2.2. Modelo mecánico

En esta sección se busca introducir la *ecuación de oscilación*⁹, que describe la dinámica mecánica de un generador síncrono. Como la sección anterior, ésta no es ni pretende ser un desarrollo matemático riguroso, y se concentra únicamente en una deducción conceptual y cualitativa de la ecuación buscada. El desarrollo aquí presentado se basa principalmente en [Kun94a], cuya consulta se recomienda si se desea mayor detalle al respecto.

El modelo mecánico busca describir la relación entre la potencia mecánica que el generador recibe del motor primario, la potencia eléctrica entregada por el generador, y la velocidad de rotación del conjunto. Las ecuaciones que describen esta dinámica son mucho más sencillas que las del modelo eléctrico, puesto que se derivan de la mecánica clásica Newtoniana. Considerando el sistema de la Figura 2-5, se tienen tres torques a los que está sometido el conjunto motor primario-generador: el torque mecánico ejercido por la fuente energética primaria, que se modela con signo positivo, es decir que contribuye a la aceleración del generador; el torque eléctrico ejercido por la interacción entre los devanados del rotor y los devanados del estator (el cual depende de la potencia eléctrica entregada a la carga, las pérdidas eléctricas por calentamiento en el generador y las pérdidas magnéticas, entre otras), que se modela con signo negativo, es decir que contribuye a frenar el generador; y el torque correspondiente a la fricción, que se modela como un amortiguador, es decir un torque opuesto al movimiento del generador y proporcional a su velocidad angular.

La ecuación buscada se deriva por lo tanto de la conocida segunda ley de Newton para movimiento rotacional, $\sum T = J \frac{d\omega_m}{dt}$. Sin embargo, en análisis de sistemas de potencia no suele usarse la ecuación en esta forma.

Usualmente, los problemas de rotación en mecánica clásica usan el momento de inercia de los cuerpos, que se suele representar con la letra J , como en la ecuación a la que se hizo referencia anteriormente. En análisis de estabilidad de sistemas de potencia, sin embargo, se suele usar la constante de inercia H , que se define como la energía cinética que tiene el conjunto generador-motor primario girando a velocidad

⁹En la literatura especializada, es común encontrar el término en inglés, *swing equation*.

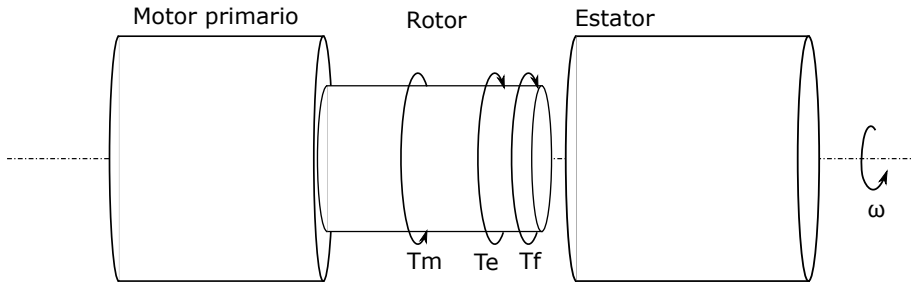


Figura 2-5.: Diagrama de torques en generador síncrono

nominal, dividida entre su potencia base. Esta constante tiene por lo tanto unidades de segundos. La relación entre H y J es:

$$H = \frac{1}{2VA_{base}} J \omega_{0m}^2 \quad \Leftrightarrow \quad J = \frac{2H VA_{base}}{\omega_{0m}^2} \quad (2-2)$$

, donde:

ω_{0m} es la velocidad angular nominal del conjunto rotor-motor primario en rad.s^{-1} ,

H es la constante de inercia del conjunto generador-motor primario en s,

J es el momento de inercia del conjunto generador-motor primario en kg.m^2 , y

VA_{base} es la potencia base en W (que es igual a la potencia base en VA).

Como se ha mencionado, se busca una ecuación que relacione la velocidad de rotación con las variables eléctricas de salida del generador y la potencia mecánica de entrada del energético primario. Puesto que la ecuación con la que se cuenta considera torques y no potencias, se debe tener en cuenta la relación entre potencia y torque mecánico, $P_m = T_m \omega_m$.

Así, se logra escribir la ecuación buscada:

$$\frac{P_m}{\omega_m} - T_e - K_D \omega_m = 2H \frac{d\omega_m}{dt} \quad (2-3)$$

, donde:

P_m es la potencia mecánica entregada por el energético primario, en p.u. de potencia,

T_e es el torque eléctrico ejercido por la interacción entre rotor y estator en el generador, en p.u. de torque,

H es la constante de inercia, en s,

ω_m es la velocidad angular del conjunto generador-motor primario, en p.u. de velocidad angular mecánica, y

K_D es la constante de amortiguamiento debido a fricción mecánica, en p.u. de torque sobre p.u. de velocidad angular mecánica.

Vale la pena hacer dos aclaraciones sobre la ecuación obtenida. Por un lado, se puede observar que el uso de la potencia mecánica como entrada en lugar de torque mecánico hace que la ecuación no sea lineal. Usualmente, este problema se logra eludir teniendo en cuenta que, en condiciones de estado estable, o durante perturbaciones pequeñas, $\omega_m \approx 1,0$ p.u. Esto hace que en por unidad $P_m \approx T_m$. De esta manera, se puede tener la potencia mecánica como entrada del sistema, que es lo que se quiere, sin sacrificar la linealidad de la ecuación. A este modelo se le llama modelo de pequeña señal. En el presente estudio, sin embargo, se desea estudiar una situación en la que la frecuencia, y por lo tanto la velocidad angular, se desvía considerablemente de su valor nominal de 1,0 p.u., que es precisamente lo que está provocando el apagón que se busca evitar. Por lo tanto, esta aproximación no parece adecuada. Por este motivo, el modelo se deja en esta forma no lineal, lo cual no debería representar un inconveniente mayor, dada la capacidad computacional de la herramienta usada.

Por otro lado, es usual encontrar en libros de texto y artículos sobre estabilidad de sistemas de potencia una versión diferente de la amortiguación mecánica. En efecto, ésta suele expresarse como $K_D(\omega_m - \omega_{m0})$. Es decir, una amortiguación que sólo se presenta cuando la velocidad se desvía de su valor nominal, y actúa para hacerla volver a este valor. Este enfoque permite que en condiciones de estado estable, torque mecánico y torque eléctrico se igualen, lo que simplifica algunos cálculos. Durante una perturbación, se conserva la característica amortiguadora que se busca modelar, por lo que esta representación da buenos resultados y se usa con frecuencia. Aquí, sin embargo, se opta por la versión original del amortiguamiento, que es la forma usada por el modelo utilizado en MATLAB.

Por último, se observa que la ecuación dada no relaciona directamente las variables mecánicas con las variables eléctricas de salida del modelo eléctrico de la sección anterior, sino con el torque eléctrico T_e . Este torque se puede expresar en función de las corrientes y flujos magnéticos de eje directo y eje de cuadratura, que, como se recuerda, a su vez se relacionan con las corrientes y voltajes de los terminales del generador. El detalle de esta relación no es de interés en este trabajo (puede consultarse en [KWS02]), sólo importa recordar que el torque eléctrico T_e se puede expresar en términos de las variables eléctricas de salida del modelo anterior, lo

que quiere decir que la ecuación aquí obtenida sí logra el objetivo buscado: se tiene una ecuación que describe la relación entre potencia mecánica de entrada, velocidad angular y variables eléctricas de salida del generador.

2.2.3. Control de potencia, velocidad y tensión

La ecuación (2-3) muestra una relación entre potencia mecánica, potencia eléctrica (a través del torque) y velocidad de rotación. Por otro lado, las ecuaciones de (2-1), si bien no dan una relación directa, permiten obtener una relación entre frecuencia, potencia eléctrica y tensión en las tres fases del generador. Como se ha hecho hasta ahora, esta sección no proporciona una demostración formal, sólo se expone la relación existente entre potencia eléctrica velocidad y tensión, con base en [GS96], relación que determina el funcionamiento de los sistemas de control de estas variables.

Para entender estas relaciones, se debe entender primero el concepto de *barra infinita*. Se dice que un barraje es infinito si se considera que su frecuencia y su voltaje no pueden ser modificados, sin importar cuánta potencia se le esté inyectando o extrayendo. Desde el punto de vista de una planta industrial que inyecta excedentes a la red, éste es el caso al observar la red pública. Una barra infinita se puede modelar como una fuente ideal de tensión AC.

Control de potencia activa y velocidad

Observando la ecuación de oscilación (2-3), es claro que si un generador está conectado a una barra infinita, es decir, si la velocidad ω_m es fija, las únicas *variables* que quedan en la ecuación son la potencia mecánica y el torque eléctrico. Esto implica que todo cambio en la potencia mecánica se verá reflejado como un cambio en la potencia eléctrica activa de salida del generador.

Asimismo, si un generador no está conectado a una barra infinita, sino a un sistema aislado, la potencia eléctrica activa que se puede suministrar al sistema es fija e igual al consumo total de todos los equipos conectados. En este caso, es el torque eléctrico el que deja de ser una variable en la ecuación (2-3). De esta manera, todo cambio en la potencia mecánica provocará un cambio en la velocidad (frecuencia) del sistema¹⁰.

¹⁰Dependiendo del tipo de carga que se tenga, un cambio en la frecuencia podría provocar un cambio en la potencia activa consumida por el sistema, pero aquí no se tiene en cuenta este efecto.

En consecuencia, el equipo de control de suministro de potencia mecánica, el *gobernador*, es el encargado de controlar potencia activa y velocidad. Esto se trata con mayor detalle en la sección 2.4.2.

Control de tensión y potencia reactiva

Aunque las ecuaciones de (2-1) no permiten verlo con tanta claridad como en el caso mecánico, se puede demostrar [GS96] que una relación similar a la descrita anteriormente existe entre potencia reactiva, tensión y corriente de excitación del devanado de campo. Es decir, si el generador está conectado a una barra infinita, la tensión en sus terminales no es modificable. Por lo tanto, todo aumento (disminución) de la corriente de excitación provocará un aumento (disminución) de la potencia reactiva suministrada por el generador al sistema. Es decir, una alta corriente de excitación conduce a un comportamiento capacitivo del generador (se habla de estado *sobreexcitado*) y una baja corriente de excitación conduce a un comportamiento inductivo (estado *subexcitado*).

Asimismo, si el generador está conectado a un sistema aislado, la potencia reactiva está definida por la carga conectada al sistema y no es modificable. En este caso, todo cambio en la corriente de excitación afecta la tensión en los terminales del generador. En consecuencia, el equipo de control de la corriente de excitación del devanado de campo, el *sistema de excitación*, es el encargado de controlar la potencia reactiva y la tensión. Esto se trata con mayor detalle en la sección 2.3.1.

2.2.4. Modelo en Matlab

En la Figura 2-6, se ve el bloque *Synchronous Machine* del paquete *Simscape Power Systems*, de MATLAB. Este bloque implementa los dos modelos tratados anteriormente: el modelo eléctrico y el modelo mecánico, en las formas que se han mostrado aquí. Existen diferentes versiones de este bloque. Para las simulaciones realizadas, se usó la versión que permite el uso de parámetros en su forma estándar, el modelo de rotor con polos salientes y la potencia mecánica como entrada, lo que corresponde al modelo descrito en esta sección. Además, este modelo permite también tener en cuenta el fenómeno de saturación magnética, pero este fenómeno no fue tenido en cuenta en el presente modelo, como se mencionó en la sección anterior.

Los parámetros requeridos para la utilización de este modelo son los de la Tabla

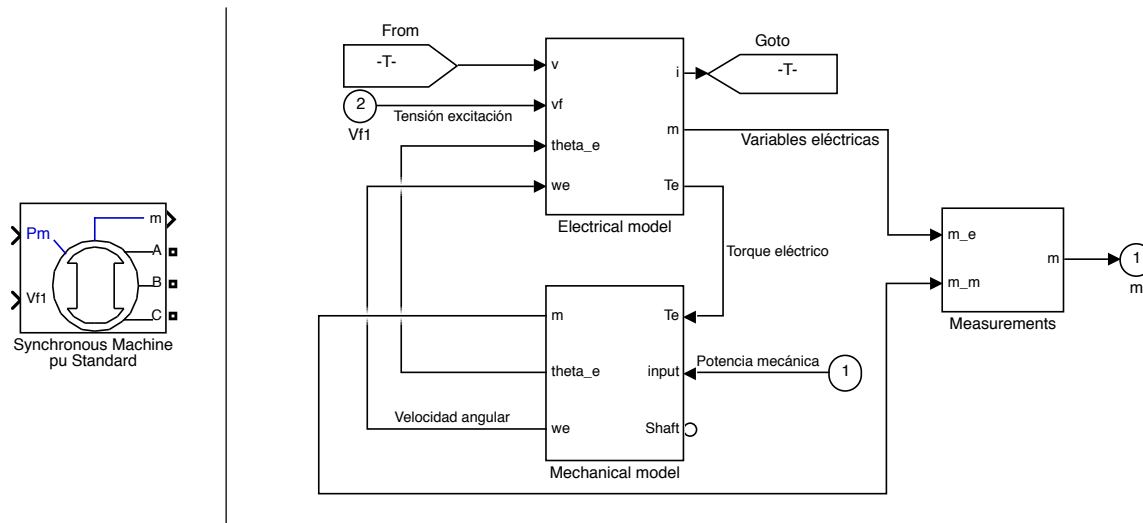


Figura 2-6.: Modelo del generador síncrono en MATLAB

2-1.

Además, este modelo requiere también, para correr una simulación, que se especifiquen los valores iniciales de la velocidad angular, el ángulo de rotor, las corrientes (magnitud y ángulo) y la tensión de excitación del devanado de campo. MATLAB facilita este cálculo, puesto que el bloque *Synchronous Machine* es compatible con la herramienta de cálculo de flujo de carga, *Load Flow*, del mismo paquete *Simscape Power Systems*. Esto quiere decir que cuando se modela todo el sistema de potencia y se calcula el flujo de carga, la herramienta inicializa todas estas variables con los valores adecuados.

Parámetro	Descripción	Unidad
VA_{base}	Potencia aparente base	MVA
$V_{LL,base}$	Tensión fase fase base	kV
f_{base}	Frecuencia base (nominal)	Hz
X_d	Reactancia síncrona de eje directo	p.u.
X'_d	Reactancia transitoria de eje directo	p.u.
X''_d	Reactancia subtransitoria de eje directo	p.u.
X_q	Reactancia síncrona de eje de cuadratura	p.u.
X''_q	Reactancia subtransitoria de eje de cuadratura	p.u.
X_l	Reactancia parásita de estator	p.u.
T'_d	Constante de tiempo transitoria de eje directo	s
T''_d	Constante de tiempo subtransitoria de eje directo	s
T''_q	Constante de tiempo subtransitoria de eje de cuadratura	s
R_s	Resistencia del estator	p.u.
H	Coeficiente de inercia	s
F	Factor de fricción (llamado K_D en este desarrollo, F en MATLAB)	p.u.
p	Número de polos	adimensional

Tabla 2-1.: Parámetros requeridos para el modelo de generador síncrono

2.3. Sistema de excitación

En esta sección se presentan los modelos usados para los sistemas de excitación de los tres generadores presentes en el sistema bajo estudio. En primer lugar, se hace una revisión de la teoría de sistemas de excitación, basada en [Kun94b]. Allí se discuten los componentes generales de todos los sistemas de excitación, así como las diferencias principales entre los diferentes sistemas existentes. Luego se presentan los modelos contemplados para el caso estudiado, y finalmente se evalúan estas opciones y se eligen los modelos que se usan en las simulaciones del sistema de control.

2.3.1. Descripción general

El sistema de excitación es el encargado de suministrar al devanado de campo la corriente y tensión de excitación. Viéndolo como un diagrama de bloques, el sistema de excitación de un generador síncrono es como el que se muestra en la Figura 2-7. Como se puede ver, se trata de un excitador, que se refiere al equipo físico (*hardware*) que permite la excitación, el cual es alimentado por un sistema de control. El sistema de control es retroalimentado por varios lazos cerrados, que corresponden a varias funciones de control y protección que son ejercidas por el sistema de excitación. Además, se observa que la salida del sistema de excitación es la tensión con la que se alimenta el devanado de campo.

Vale la pena también resaltar que la tensión usada en los lazos de retroalimentación es un valor RMS, por lo que no está disponible instantáneamente, se obtiene mediante un transductor. Éste se modela como un filtro de primer orden con ganancia unitaria y tiempo T_R . La salida de este transductor es llamada V_C . V_C y la tensión de referencia, V_{REF} , son las entradas principales del sistema de control de excitación.

El contenido de cada uno de los bloques mostrados en la Figura 2-7 depende del tipo de excitador, tipo de sistema de control y las funciones activas en el sistema de excitación, como se discute a continuación.

Existen varios tipos de excitadores en generadores síncronos, que se diferencian por características como:

- Por cómo se rectifica la corriente que se aplica al campo del generador: diodos no controlados, tiristores, SCR, etc.
- Por cómo se lleva la corriente al rotor: escobillas, un segundo generador mon-

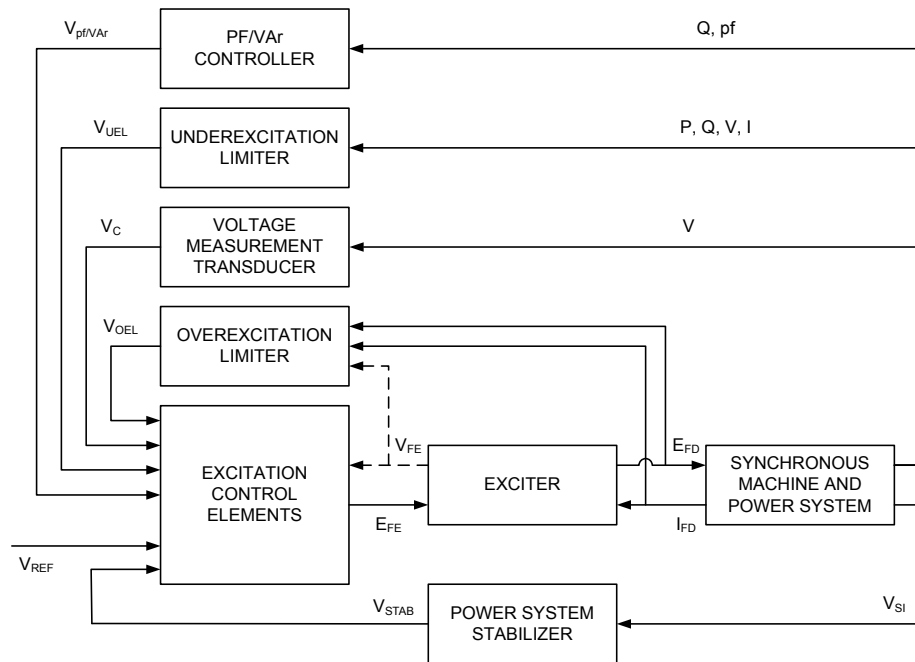


Figura 2-7.: Esquema general de un sistema de excitación (simplificado de [iee16]).

tado sobre el mismo rotor del generador principal (*brushless exciter*), etc.

- Por la fuente de energía usada para el sistema de excitación: directamente de los terminales del estator del generador principal, un generador de imán permanente montado sobre el mismo rotor del generador principal, un devanado auxiliar en el estator del generador principal, una fuente externa independiente del generador principal, entre otras.

Igualmente, los controladores pueden ser de diferentes tipos, como un amplificador sencillo, un amplificador de primer orden, una red de adelanto-atraso o un controlador PID clásico, entre otros.

Como se vio en la sección 2.2.3, la corriente y el voltaje de excitación definen el voltaje de salida del generador y la potencia reactiva entregada o consumida por éste. Por lo tanto, el sistema de excitación es también el sistema de control de voltaje y/o de potencia reactiva o factor de potencia. Los sistemas de excitación se distinguen entonces también por la función que cumplen: regulación de voltaje, regulación de potencia reactiva o una combinación de ambas.

Otra señal que puede aparecer entre las señales que entran al sistema de control es la salida del estabilizador de sistemas de potencia (PSS por su sigla en inglés), que en la literatura especializada suele llamarse V_{STAB} . Los PSS se tratan en la sección 4.2.2.

Adicionalmente, el sistema de excitación puede tener funciones de protección, como limitadores para evitar la sobreexcitación o subexcitación. A estas funciones se les llama por sus siglas en inglés, OEL (*OverExcitation Limiter*), UEL (*UnderExcitation Limiter*). La acción de estas funciones de protección sobre el sistema de control puede manifestarse como una suma a la señal de entrada o salida de algún controlador en el lazo; o pueden deshabilitar el controlador y forzar la salida a un valor preestablecido. Al primer modo de funcionamiento se le llama lineal o aditivo, mientras que al segundo se le llama de *toma de control* (en inglés, *takeover*).

Es clara entonces la inmensa variedad que existe en los sistemas de excitación para generadores síncronos. Esto hace que, contrario al caso de la máquina síncrona, no exista un modelo universalmente aceptado para el sistema de excitación, puesto que éste depende de la naturaleza física del sistema de excitación, así como de las funciones que esté cumpliendo. Existe, sin embargo, el estándar 421.5 de IEEE [jee16], que comprende una lista que busca ser exhaustiva de modelos de sistemas de excitación, clasificados, entre otras, por las características que se han mencionado

aquí. Los modelos proporcionados en este estándar han sido probados en numerosos casos reales y son periódicamente revisados y actualizados conforme los fabricantes agregan nuevas funciones a sus equipos. Además, la versión más reciente del estándar (2016) tiene también valores típicos de los parámetros definidos en los modelos, así como una lista de los modelos matemáticos más adecuados para algunos equipos comerciales comunes en el mercado.

Para hallar el modelo más apropiado para los sistemas de excitación de la planta estudiada, se busca cuál modelo del estándar IEEE 421.5 corresponde mejor a los sistemas de excitación de la planta real.

2.3.2. Presentación de modelos

En el caso estudiado, se tienen tres generadores. Los tres generadores cuentan con excitadores libres de escobillas¹¹. Estos excitadores consisten en un generador auxiliar que comparte rotor con el generador principal. Contrario al generador principal, en el generador auxiliar el devando de campo (es decir, el que es alimentado con corriente directa) se encuentra en el estator, mientras que los devanados de armadura (en los que se induce una tensión sinusoidal por efecto del campo rotativo) están montados en el rotor. Los terminales de los devanados de armadura del generador auxiliar están conectados a un rectificador no controlado de onda completa, que también está montado sobre el rotor. La salida de este rectificador se conecta al devanado de campo del generador principal. De esta manera, la corriente de excitación del devanado de campo del generador principal se controla modificando la corriente de campo del generador auxiliar, que se encuentra en la parte inmóvil del generador. Esto evita el uso de escobillas, lo que disminuye la frecuencia con la que debe hacerse mantenimiento al generador. En la Figura 2-8 se muestra una representación de este sistema.

Como este generador auxiliar también es un generador síncrono, se podría pensar en utilizar el mismo modelo (o uno similar, ajustado al hecho de que los devandos ocupan posiciones contrarias con respecto al generador síncrono tradicional) que se usa para el generador principal. Esto sin embargo, conduciría a un modelo supremamente complicado, con muchísimos parámetros que sería necesario identificar para poder simular el sistema. En [iee16] se da un modelo simplificado para este tipo de sistemas de excitación, que se muestra en la Figura 2-9.

¹¹En el medio es común llamarlos por su nombre en inglés, *brushless exciter*.

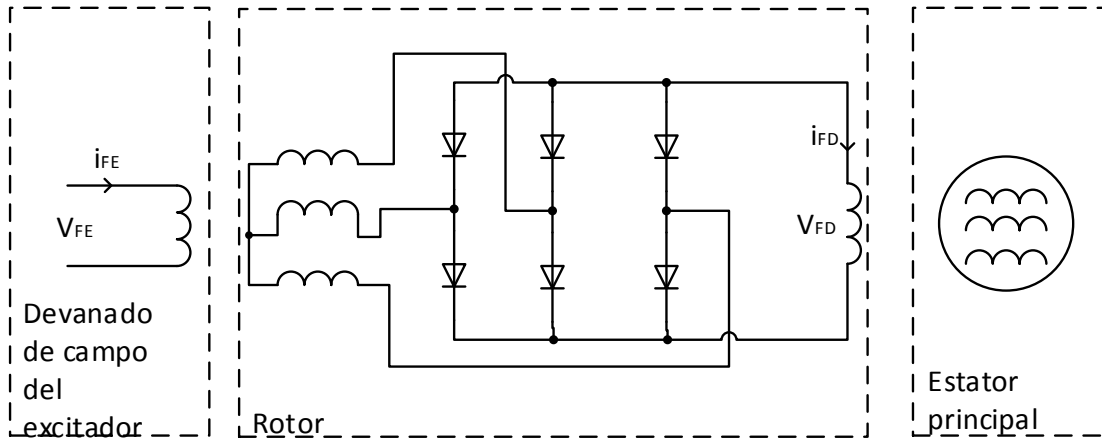
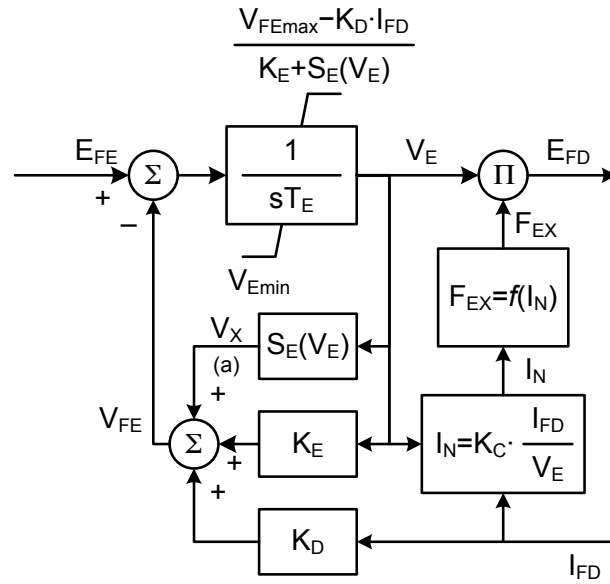


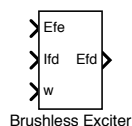
Figura 2-8.: Diagrama eléctrico de un sistema de excitación sin escobillas



footnotes:

(a) $V_X = V_E \cdot S_E(V_E)$

Figura 2-9.: Modelo IEEE 421.5 para un excitador sin escobillas [iee16]



El modelo de la Figura **2-9** ocupa la posición del excitador en la Figura **2-7**. Todos los sistemas de excitación que usan este excitador están reunidos en la familia AC de modelos del estándar IEEE 421.5. Parece entonces adecuado que los modelos usados para los sistemas de excitación del caso estudiado pertenezcan a esta familia. El paquete *Simscape Power Systems* incluye algunas implementaciones de esta familia, por lo que incluye el modelo del excitador sin escobillas. En la implementación que se hizo en MATLAB, se agregó, como se sugiere en [iee16], el efecto de la velocidad del motor sobre la salida del excitador, puesto que la condición estudiada es una en la que la velocidad se aleja de su valor nominal. Esta implementación se ve en la Figura **2-10**.

Generadores G03 y G04: controlador DECS-100

Los generadores G03 y G04 cuentan con un controlador DECS-100TM, de Basler ElectricTM, que en el lazo de control de voltaje tiene un controlador PID. Teniendo esto en cuenta, el modelo más adecuado es el AC3C, que es descrito como “*un modelo que se puede usar para sistemas con rectificadores rotativos no controlados, en los que se haya agregado un control digital moderno al excitador existente*”[iee16]. Esto es exactamente lo que sucedió en la planta estudiada. El modelo se muestra en la

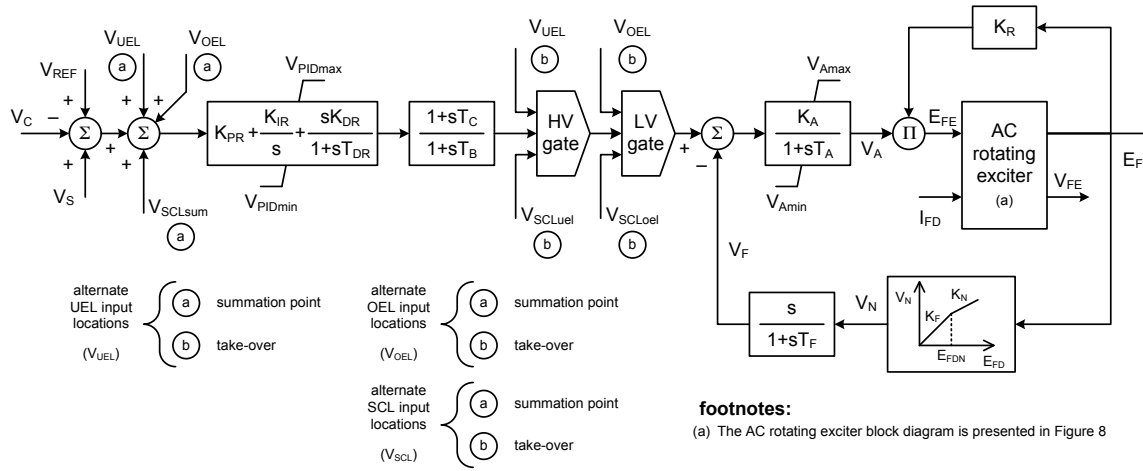


Figura 2-11.: Modelo AC3C del estándar IEEE 421.5 [iee16]

Figura 2-11. Éste es un modelo muy general, por lo que hace falta refinarlo un poco con base en las características reales del sistema, lo cual se hace a continuación.

Contrario al modelo AC3C, en la planta bajo estudio ambos sistemas de excitación están alimentados por una fuente ininterrumpida (UPS), es decir, su alimentación es independiente del generador síncrono, de manera que se puede tomar $K_R = 0$ y se puede descartar la rama no lineal inferior. Además, aunque los equipos reales sí cuentan con protección OEL y UEL, se decide no incluir esto en el modelo, con el fin de hacerlo más simple. Puesto que la situación simulada no somete los generadores a valores extremos de potencia reactiva (ni producción ni consumo), estas protecciones no tienen por qué activarse¹², por lo que esta simplificación no le quita validez al modelo. Por último, como sugiere la documentación del equipo [Bas13] y los valores típicos publicados para este modelo [iee16], se toma $T_A = T_B = T_C = 0$ y $K_A = 1$.

El controlador DECS-100 de Basler Electric permite además el control de potencia reactiva. Esta función para esa marca y modelo se encuentra en el estándar IEEE 421.5-2016, y se indica que corresponde al modelo tipo VAR2. El modelo tipo VAR2 es un controlador en el que, si se habilita el control de potencia reactiva, se le agrega un lazo más a la señal de entrada del controlador PID principal. Esta señal adicional es la señal de error de potencia reactiva (potencia reactiva de referencia menos potencia

¹²Personal de planta pudo confirmar que ninguna de las dos protecciones, OEL ni UEL, se enciende durante los eventos que dan lugar a los apagones.

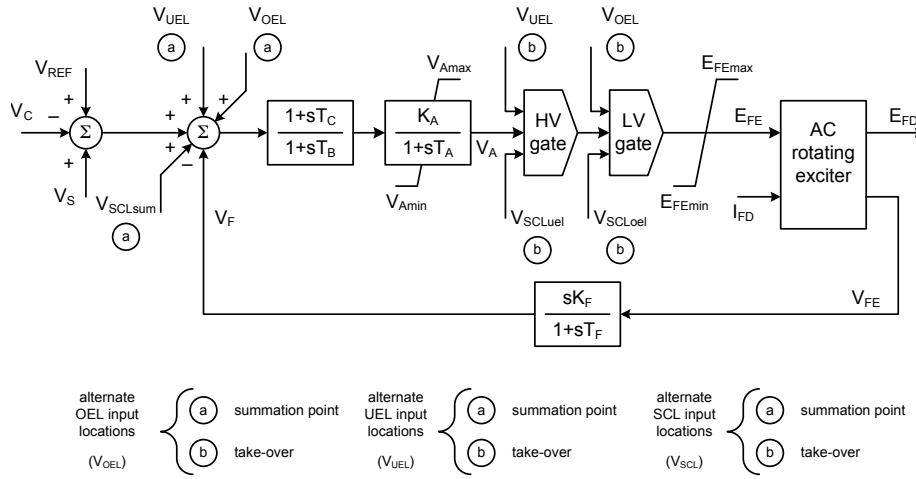


Figura 2-13.: Modelo AC1C del estándar IEEE 421.5 [iee16]

por lo que presenta un error de estado estable no nulo. Este tipo de reguladores es muy común en los generadores industriales más pequeños, como plantas de emergencia, y corresponde al modelo AC1C del estándar IEEE 421.5, que lo define como un “*sistema de excitación que usa rectificadores no controlados. La alimentación es tomada de una fuente independiente que no se ve afectada por los transitorios*”. Ésta es precisamente la situación que se presenta en el generador G02. El modelo AC1C se muestra en la Figura 2-13.

Como en el caso del modelo AC3C, por simplicidad se descartan las protecciones UEL y OEL. Igualmente, se toma $T_B = T_C = 0$, lo que elimina la red de adelanto-atraso. Este modelo se encuentra implementado en el paquete *Simscape Power Systems*¹³, por lo que se usa este bloque en la simulación que se hace para evaluar los modelos.

En los dos modelos descritos, es necesario definir los valores iniciales de la tensión de excitación antes de iniciar una simulación. Como en el caso del generador síncrono, la herramienta *Load flow* de *Simscape Power Systems* facilita esta tarea.

¹³En realidad, este paquete implementa el modelo AC1A, la versión de este modelo correspondiente al estándar de 1992. Sin embargo, las diferencias no son relevantes para el alcance planteado aquí.

Simplificación del modelo del excitador

Si bien los modelos mostrados hasta ahora parecen los más adecuados para los sistemas de excitación de la planta estudiada, presentan el inconveniente de tener muchos parámetros que identificar, debido al modelo del excitador sin escobillas. Esto supone un esfuerzo importante en la etapa de estimación de parámetros. Para asegurarse de que este esfuerzo esté justificado, se consideran como alternativa dos modelos idénticos a los mostrados anteriormente, pero remplazando el bloque excitador por una ganancia unitaria. Esto equivale a suponer que el excitador funciona mediante escobillas, aunque en realidad se sabe que no es así. Es claro que esta simplificación le quita, en principio, validez al modelo. Sin embargo, es posible que para el propósito planteado, esta pérdida de fidelidad con respecto a la realidad no sea relevante. Esto es lo que se evalúa en la sección siguiente.

2.3.3. Simplificación del modelo del excitador

Para evaluar la pertinencia del uso de un modelo tan complicado como el de los excitadores sin escobillas, que se mostró anteriormente, se plantearon dos ejercicios de simulación.

Ejercicio con una máquina

En primer lugar, se toma un generador como el de la Figura 2-14. Se trata de un generador conectado a una barra infinita a través de un transformador y una línea, que también tiene carga local (antes del transformador). La carga local corresponde a aproximadamente el 70 % de la capacidad del generador. El gobernador del generador trabaja en modo de *control de potencia* (para más información al respecto, ver sección 2.4.2), mientras que el sistema de excitación trabaja en modo de regulación de voltaje. Como se puede observar, es una situación similar a la de la planta real estudiada. De hecho, todos los parámetros usados corresponden al generador G03 de la planta real estudiada, aunque el método de obtención de estos parámetros no es de interés en este capítulo.

Sobre este sistema se plantean tres situaciones que se estudian:

- Desconexión de la red (pérdida súbita de carga, apertura de R)
- Cambio menor en la carga local (apertura del interruptor de la carga de 100kW)

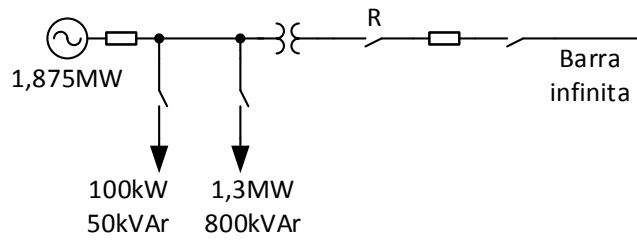


Figura 2-14.: Diagrama unifilar del sistema planteado para el primer ejercicio de evaluación de modelos de excitador

- Cambio en la potencia de referencia del gobernador

Como se puede ver, la primera situación corresponde a la situación problemática que se estudia en este trabajo. En cada uno de los casos, se simula el comportamiento de la frecuencia del generador, la potencia real y reactiva entregada por éste y la tensión en la barra de la carga. El ejercicio se lleva a cabo en dos sistemas: uno usando el modelo con excitador libre de escobillas y uno usando el modelo con excitador simple (ganancia unitaria). Los resultados se resumen en la Figura **2-15**.

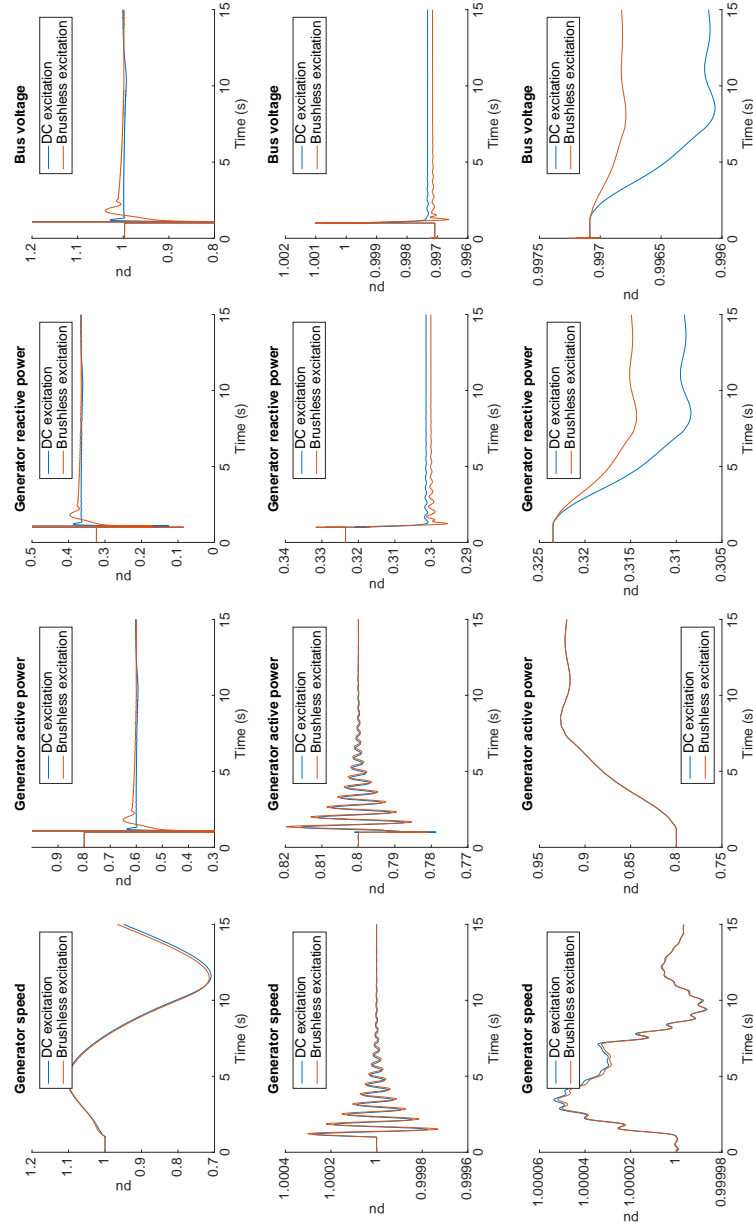


Figura 2-15.: Resultado de evaluación de modelo de excitador con un generador

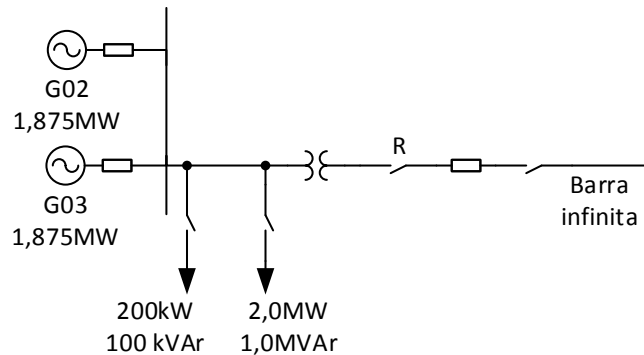


Figura 2-16.: Diagrama unifilar del sistema planteado para el segundo ejercicio de evaluación de modelos de excitador

Ejercicio con dos máquinas

Luego, se repitió el ejercicio con dos máquinas, usando el sistema de la Figura 2-16. En este caso, se consideran dos generadores, con una carga igual a la carga de la planta real estudiada. Ambos gobernadores trabajan en el modo de *control de potencia* (para más información al respecto, ver sección 2.4.2). Un generador trabaja en modo de regulación de voltaje, mientras que el otro trabaja en modo de control de potencia reactiva. Se hacen, una vez más, tres experimentos:

- Desconexión de la red (pérdida súbita de carga, apertura de R)
- Cambio menor en la carga local (apertura del interruptor de la carga de 100 kW)
- Cambio en la potencia de referencia del gobernador y de la potencia de referencia del controlador de potencia reactiva

Tomando las mismas salidas del primer ejercicio, se tienen los resultados de la Figura 2-17.

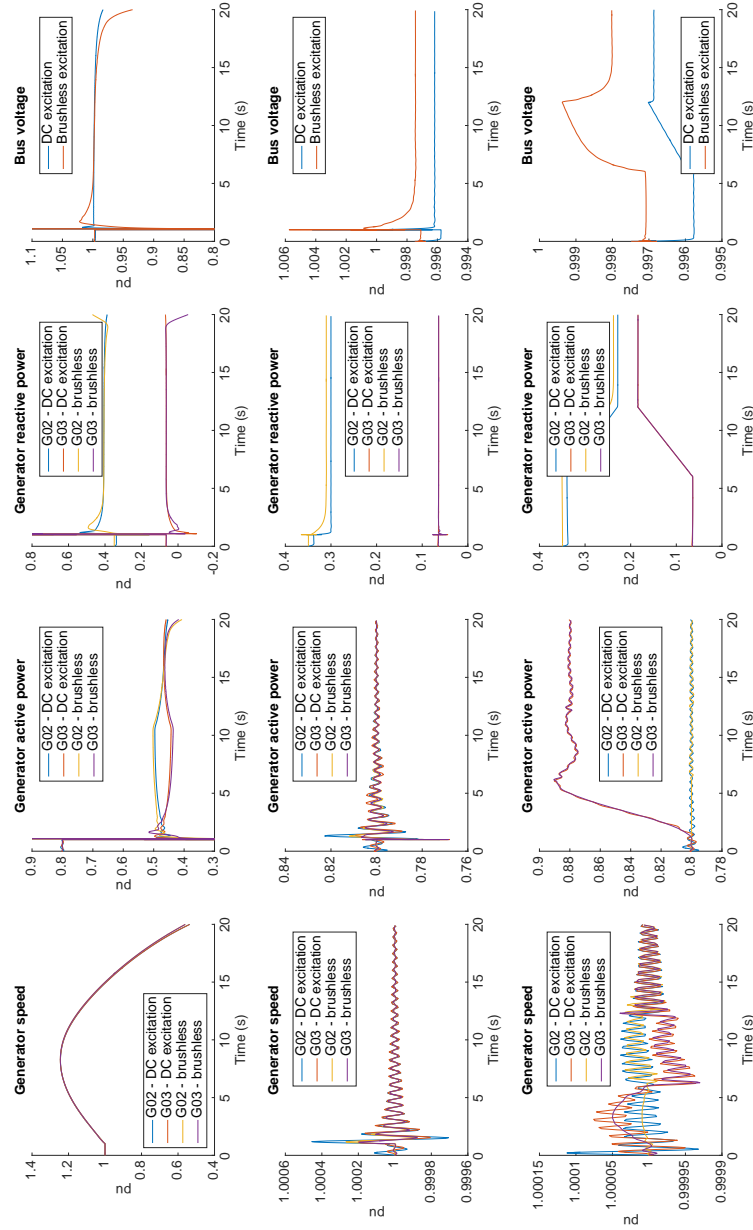


Figura 2-17.: Resultado de evaluación de modelo de excitador con dos generadores

Conclusión y selección del modelo

Como se puede ver en las Figuras 2-15 y 2-17, la diferencia en las respuestas de las variables consideradas no es significativamente distinta al considerar un modelo o el otro para el experimento de pérdida súbita de carga. Para los otros dos experimentos, en cambio, sí hay cambios importantes en el comportamiento. Se entiende entonces que, si bien sí hay una diferencia entre los dos modelos, y que en general sí se justifica el uso del modelo sin escobillas cuando se hace un análisis de estabilidad de un generador con este tipo de excitador, para el caso puntual que se quiere estudiar, no hay una diferencia significativa entre usar el modelo del excitador sin escobillas y el modelo más sencillo del excitador con escobillas.

Aquí vale la pena recordar que este trabajo se desarrolla en una empresa cuya principal actividad no es la generación eléctrica a gran escala, por lo que el uso de demasiados recursos en una actividad que no aportará más conocimiento que el que se necesita para resolver el problema en cuestión es algo que se debe evitar. Con esto en mente, se decide descartar el modelo del sistema sin escobillas y usar el modelo sencillo para las siguientes simulaciones.

Se pueden consultar más detalles sobre estos experimentos en el Anexo B.

2.4. Gobernador

En esta sección se introducen los modelos usados para los gobernadores de los tres generadores de la planta estudiada. Primero, se hace una revisión de la función de un gobernador. Luego, se muestra el modelo usado para el sistema real considerado.

2.4.1. Descripción general

El gobernador es el dispositivo encargado de regular la entrada de potencia mecánica al generador síncrono. En la práctica, es el equipo que controla la válvula de combustible en un generador termoeléctrico o la válvula de paso de agua en un generador hidroeléctrico. Para efectos del modelo matemático, el gobernador contiene la fuente energética primaria. Esto quiere decir que el modelo del gobernador contiene el modelo de la turbina hidráulica, de vapor o de gas, según el tipo de generador. En nuestro caso de estudio, el modelo del gobernador debe contener el modelo del motor de combustión interna. En general, el gobernador se puede representar como

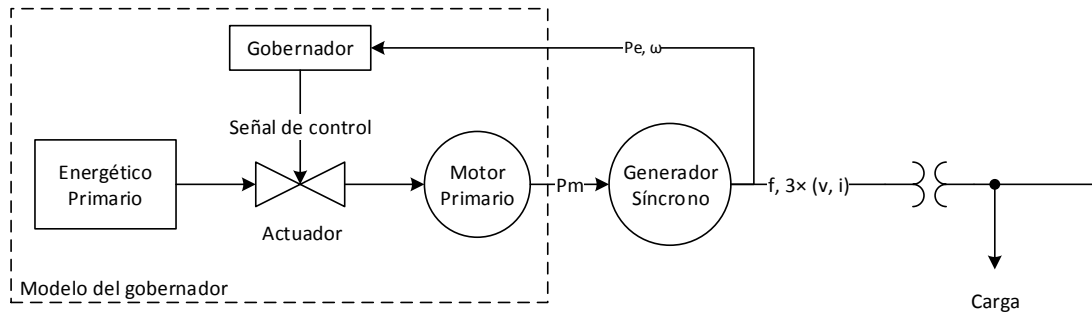


Figura 2-18.: Diagrama de bloques del gobernador

el diagrama de bloques de la Figura 2-18. Como se ve, es un sistema con tres partes principales: el sistema de control, el modelo del energético primario y el actuador. En primer lugar se describe la función del gobernador, es decir del sistema de control. Luego se discuten las otras dos partes del mismo.

2.4.2. Sistema de control

Como se vio en la sección 2.2.3, la entrada de potencia mecánica tiene una incidencia directa sobre la potencia eléctrica real entregada por el generador, así como sobre la velocidad de rotación del mismo. En la práctica, esto quiere decir que el gobernador es el encargado de controlar estas dos variables. Sin embargo, es imposible controlar ambas simultáneamente, como se discutirá a continuación. Dicho en pocas palabras, cuando se le inyecta más potencia mecánica a un generador, debe incrementarse la potencia eléctrica entregada o la frecuencia del generador, pero no ambas.

La explicación que se hace a continuación se construyó a partir de [Woo04] y [Woo15], cuya consulta se recomienda si se desean más detalles al respecto. Si bien existen otros enfoques del modelado de gobernadores (algunos de los cuales se recopilan en [Kun94c]), se prefiere el de [Woo04] puesto que es el usado por el fabricante del gobernador del sistema que se está modelando.

El problema del control de potencia activa y velocidad

Considerando que un generador está conectado a una barra infinita, es claro que no tiene sentido que el gobernador intente regular frecuencia: sin importar cuánta potencia mecánica le inyecte al generador, el valor de ésta no cambiará. De intentar hacerlo, puede suceder algo indeseado: imaginemos que un gobernador intenta mantener la frecuencia de un generador en 60Hz. La frecuencia de la red es 60,05Hz. Para intentar llegar a 60Hz, el gobernador le ordena al actuador disminuir la potencia mecánica. Como la frecuencia no disminuye, se sigue disminuyendo la inyección de potencia mecánica, hasta que el actuador llega a su posición mínima. Cuando esto sucede, el generador deja de comportarse como tal, y se empieza a comportar como un motor síncrono. Esto puede acarrearle daños tanto al generador como al motor primario, por lo que es una situación indeseada. Para hacer frente a este problema, los gobernadores tienen distintos modos de funcionamiento, que se verán rápidamente a continuación.

Modo *droop*

Un modo clásico y presente en todos los gobernadores para hacer frente al problema descrito anteriormente es sumar a la señal de error de velocidad una señal de potencia. Dependiendo del fabricante, esta señal puede ser la señal de error de potencia (potencia de referencia menos potencia medida), o sólo la potencia medida, multiplicada por una constante, usualmente entre 0,03 y 0,05. El efecto obtenido al trabajar de esta manera es que la velocidad de referencia se disminuye (aumenta) cuando la potencia entregada por el generador incrementa (disminuye). Volviendo al caso planteado inicialmente, supongamos que el generador conectado a la barra infinita intenta mantener la frecuencia en 60Hz, y ésta se encuentra en 60,05Hz. El gobernador disminuirá la potencia inyectada, lo que disminuirá la potencia entregada por el generador. Al suceder esto, la velocidad de referencia se verá aumentada a 60,05Hz, de manera que el error de velocidad será ahora cero y la salida del gobernador se estabilizará. Por lo tanto, esta función permite que un generador opere conectado a una barra infinita.

Cuando hay más de un generador conectado a un sistema aislado, aunque no se considera una barra infinita, también se usa este modo de operación. En efecto, todos los generadores, excepto uno, deben trabajar en modo *droop*. El otro debe trabajar en modo *isócrono*, y éste garantiza que la frecuencia se mantenga en el nivel deseado. Si

todos los generadores en un sistema aislado trabajan en modo *droop*, la velocidad de referencia debe cambiarse, o la frecuencia del sistema no será la frecuencia nominal [Woo04].

Modo de control de potencia

Algunos gobernadores ofrecen además la posibilidad de trabajar en modo de control de potencia, o *baseload*, que se usa para trabajar conectado a una barra infinita. En este modo, el gobernador ignora la señal de error de frecuencia, y sólo atiende la señal de error de potencia. De esta manera, se garantiza que el generador se mantiene en el nivel de generación deseado, y se deja la regulación de frecuencia en manos de la barra infinita. El modelo en este caso es el de un sistema de control clásico en el que la señal de error es una potencia de referencia menos la potencia medida en el generador.

Este modo no debe ser usado en un sistema aislado, puesto que al ignorar la señal de velocidad, se corre el riesgo de que la frecuencia del sistema no sea la nominal.

Modo de control de velocidad (isócrono)

Si se está trabajando en un sistema aislado, es pertinente el control de velocidad. En estos casos, la acción del gobernador sí afectará la velocidad del generador, puesto que la potencia eléctrica no es modificable: es igual a la carga conectada al sistema aislado. Como la potencia eléctrica entregada no puede cambiar, toda inyección (extracción) de potencia mecánica resultará en un incremento (disminución) de la velocidad. En este caso, el gobernador se modela como un sistema de control clásico en el que la señal de error es igual a una velocidad de referencia (usualmente, la velocidad nominal, 1 p.u.) menos la velocidad medida en el generador.

Si un generador o grupo de generadores están trabajando en un sistema aislado, uno (y sólo uno) debe trabajar en modo de control de velocidad¹⁴. En algunos fabricantes, este modo es llamado isócrono (*isochronous*).

¹⁴En realidad, esto también es cierto para sistemas interconectados. En todo sistema de potencia hay generadores que prestan el servicio de regulación de frecuencia. Este servicio es conocido en Colombia como AGC (*Automatic Generation Control*).

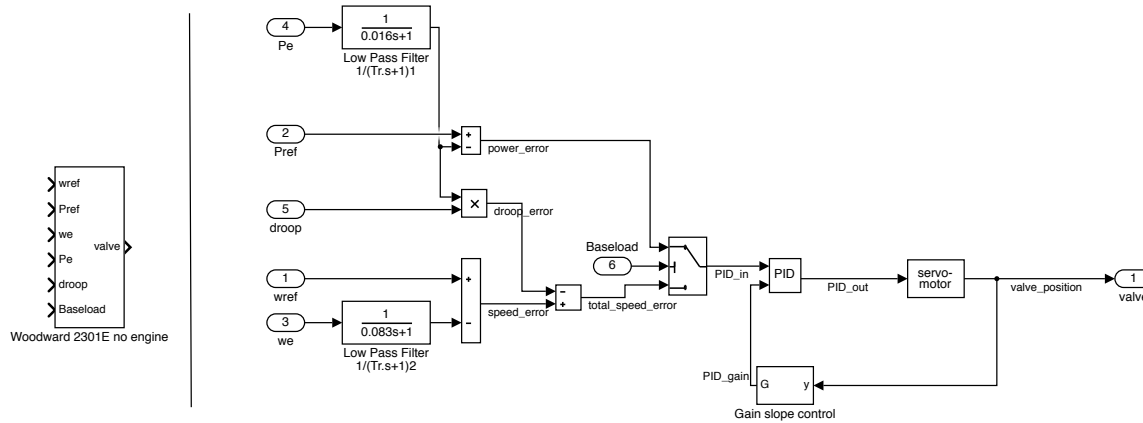


Figura 2-19.: Gobernador Woodward 2301E modelado en MATLAB

Sistema de control del gobernador modelado

En el caso estudiado, los tres generadores cuentan con gobernadores Woodward 2301ETM. Estos gobernadores cuentan con los tres modos de operación que se presentaron aquí. Las funciones se modelaron en MATLAB, como se puede observar en la Figura 2-19. Allí, además, se puede observar la implementación del bloque de ganancia variable con el que cuenta este dispositivo, y sobre el que no se hace énfasis aquí. Esta función consiste en que la ganancia de lazo abierto del controlador PID se aumenta conforme aumenta la señal del actuador. Esto permite que el sistema responda más rápido cuando sucede una perturbación estando con una carga considerable. Para más información respecto a esta función, ver [Woo15].

2.4.3. Válvula de combustible

El actuador en el sistema real es una válvula de control AGV 5 de *altronic controls*TM. La válvula se modela como un bloque cuya entrada es el porcentaje de actuación y_c (orden del gobernador) y cuya salida es la apertura de la válvula y (en p.u. o %). Esta salida, a su vez, es la entrada del modelo del motor de combustión interna, que convierte esta apertura de válvula en potencia mecánica. En sistemas de control de generación, modelar el actuador es relevante porque impone límites a la velocidad de respuesta de un generador ante perturbaciones de la frecuencia o potencia activa. En efecto, una válvula hidráulica no puede pasar de una

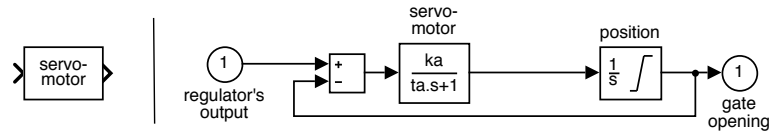


Figura 2-20.: Modelo en MATLAB de válvula de combustible

Parámetro	Descripción	Unidad
K_a	Ganancia del servomotor	adimensional
T_a	Constante de tiempo del servomotor	s
g_{max}	Límite máximo de apertura de la válvula	p.u.
g_{min}	Límite mínimo de apertura de la válvula	p.u.

Tabla 2-2.: Parámetros del modelo del actuador del motor primario

posición completamente abierta a completamente cerrada, o lo contrario, de forma instantánea. La válvula que se tiene aquí, sin embargo, es una electroválvula cuyo tiempo de actuación se considera pequeño.

Inicialmente, se planteó despreciar el tiempo de respuesta de la válvula, puesto que se esperaba que éste sería mucho menor al tiempo de respuesta del motor de combustión interna. Tras una caracterización de la misma (ver sección 3.3.1), se observó que este tiempo no es despreciable, por lo que se decidió modelarla como un servomotor: un sistema de segundo orden con error de posición cero. El modelo de la válvula se puede ver en la Figura 2-20. Los parámetros necesarios en este modelo se encuentran en la Tabla 2-2.

2.4.4. Motor de combustión interna

El análisis de estabilidad de sistemas de potencia se ocupa, como es de esperarse, de los generadores que pueden afectar la estabilidad de los sistemas de potencia. Por lo tanto, se ocupa de generadores de un tamaño relativamente grande. Como se mencionó en la introducción de este trabajo, los motores de combustión interna no se usan en generadores de gran capacidad. Como consecuencia, los modelos que existen para este análisis se centran en turbinas hidráulicas, turbinas de gas y turbinas de

vapor. En [Kun94c], pese a ser uno de los textos más completos que se encuentran en la materia, no hay ningún modelo de un motor de combustión interna. La IEEE, igualmente, cuenta con guías y estándares de modelado de turbinas hidráulicas y térmicas, pero no de motores de combustión interna.

El modelo del motor de combustión interna que se debe representar se puede dividir en tres subsistemas: uno que convierte la apertura de válvula en flujo de gas, uno que convierte este flujo de gas en potencia térmica y uno que convierte la potencia térmica en potencia mecánica. Un primer enfoque para obtener este modelo podría ser uno analítico: buscar una representación matemática de cada uno de estos subsistemas. Esto, sin embargo, plantea dos grandes inconvenientes. Por un lado, se sabe que la característica de flujo vs. apertura de válvula de gas no es lineal, por lo que el modelo que se obtendría para la primera parte del motor no sería lineal, lo que supone una complicación ya considerable. Por otro lado, el modelado de la última etapa no es nada sencillo: requiere de conocimientos más que superficiales en termodinámica y mecánica de motores de combustión, lo que claramente escapa al alcance de este trabajo.

La alternativa que se plantea es por lo tanto asumir un modelo de caja negra y buscar un modelo que describa con suficiente fidelidad el comportamiento observado del motor. Como se muestra en la sección 3.3.2, un sistema lineal de primer orden logra una fidelidad suficiente, por lo que el modelo propuesto para el motor de combustión interna es un modelo de primer orden. Esto quiere decir que hay dos parámetros que se deben identificar: una ganancia y una constante de tiempo. Esta ganancia se toma unitaria, como se justifica a continuación.

En principio, es claro que esta ganancia no es unitaria. Recordando que todas estas ecuaciones y modelos están planteados en por unidad, una ganancia unitaria querría decir que una apertura de 100 % de la válvula produce una potencia mecánica igual a la potencia base del generador. Esto depende, entre otras cosas, del poder calorífico del gas usado, de su presión de trabajo y de la eficiencia del motor. Por lo tanto, la probabilidad de que se dé esta igualdad es prácticamente cero, especialmente si se considera que estos valores no son totalmente constantes.

Sin embargo, también es cierto que si bien probablemente la ganancia no es unitaria, no se puede saber cuánto es. Esto se debe a que la potencia mecánica no es una cantidad observable en este problema (no se hace la demostración matemática con base en la definición usada en teoría de control, nos conformamos con la siguiente valoración conceptual).

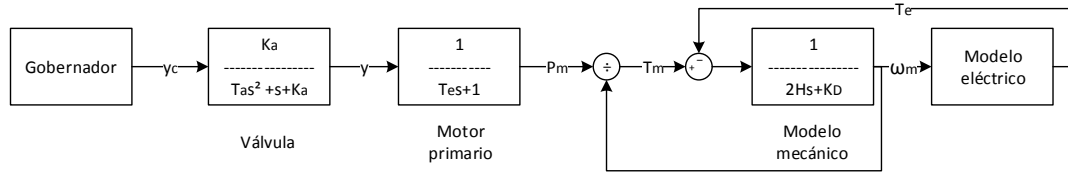


Figura 2-21.: Diagrama de bloques del modelo mecánico

El valor de esta ganancia representa cuánta energía, de la disponible en el gas, se convierte efectivamente en energía mecánica. Sólo podemos medir velocidad y potencia eléctrica, que son salidas que se ven también afectadas por las pérdidas por fricción en la máquina. Es decir, podemos medir el producto de esta ganancia y la constante de fricción del modelo mecánico K_D , pero es imposible conocer el valor de cada una. Para saberlo, haría falta hacer mediciones o experimentos adicionales, que serían costosos e invasivos, y no aportarían información valiosa, puesto que, como se ve en la sección 3.3.2, con la suposición de una ganancia unitaria se logra reproducir con fidelidad suficiente el comportamiento del sistema. Es importante notar, sin embargo, que el hecho de suponer esta ganancia unitaria obliga a definir un límite de apertura de válvula mayor a 100 %, lo que puede parecer contraintuitivo.

El único parámetro a determinar es por lo tanto el tiempo característico del modelo de primer orden, T_e . El modelo mecánico se puede resumir entonces en el diagrama de la Figura 2-21.

2.5. Carga

El modelo del sistema estudiado se completa con los equipos que consumen potencia eléctrica: la carga. Ésta está compuesta por múltiples dispositivos, como motores trifásicos, motores monofásicos, bombillos, equipos de cómputo, equipos de calefacción y refrigeración, entre otros. Además, para poder conectar estos dispositivos, es necesario el uso de transformadores y líneas. Es claro que modelar cada uno de los dispositivos conectados sería una tarea titánica, por lo que las cargas se modelan agrupadas [Kun94d]. En este trabajo no se ha dedicado mucho tiempo al modelado

de las cargas. Por el contrario, se cuenta con que el sistema de control es lo suficientemente robusto para hacer frente a cualquier diferencia que se pudiera presentar entre el comportamiento real de la carga y el modelado aquí.

En la asignatura *Análisis de Sobretensiones* de esta Maestría, el autor de este trabajo *et.al.* hicieron un estudio de transitorios electromagnéticos sobre esta misma planta [VPL16]. Para ese estudio se desarrollaron modelos de los transformadores y líneas de esta planta, los cuales se usaron en el presente trabajo. A continuación se presentan rápidamente los modelos usados. El estudio referido puede consultarse en su totalidad en el Anexo 6.2.

Transformadores

En [VPL16], se estudiaban las sobretensiones en los equipos de la planta producidas por descargas atmosféricas en la línea de 34,5kV Caldasviejo-planta. Para éste se usó la herramienta computacional ATP-EMTP. En la tabla **2-3** se listan las consideraciones más importantes al modelar transformadores, de acuerdo con las características de la situación modelada. Como se puede observar, en este caso lo más importante es la impedancia de corto circuito, las corrientes parásitas y la saturación. Por lo tanto, se abandona el acoplamiento capacitivo que se había usado en [VPL16], y sólo se conserva el modelo sencillo de transformador trifásico de dos devanados de *Simscape Power Systems*, similar al *BCTRAN* de ATP-EMTP, que había sido usado en [VPL16]. Teniendo en cuenta que la situación estudiada no supone corrientes ni tensiones superiores a las nominales en generadores ni transformadores, se ignora el efecto de la saturación.

Líneas

En [VPL16] se identificaron tres tipos de líneas en la instalación que se simuló: líneas aéreas, líneas subterráneas, y líneas en bandeja portacables:

“Para el modelamiento de las líneas se siguió la guía dada en [7], en la que se modelan líneas aéreas y subterráneas con ayuda de la herramienta LCC (Line and Cable Constants) de EMTP-ATP. Esta herramienta permite modelar las líneas como modelos de Bergeron (capacitancias, inductancias y resistencias distribuidas) a partir de la información geométrica de las líneas y cables (radios de conductores y asilamientos, distancias entre éstos, entre otras). La información geométrica se obtuvo, (...) a partir de un catálogo del fabricante [8].

Parámetro/ Efecto	Baja frecuencia	Frente lento	Frente rápido	Frente muy rápido
Impedancia de corto circuito	III	III	II	I
Saturación	III	II	I	I
Pérdidas en el hierro	II	I	I	I
Corrientes parásitas	III	II	I	I
Acoplamiento capacitivo	I	II	III	III

Tabla 2-3.: Importancia de las características modeladas del transformador según la rapidez del transitorio [Vel08]. I: poco importante, II: importante, III: muy importante

Esta herramienta permite crear plantillas, por lo que sólo es necesario hacer un modelo para cada tipo de cable, y éste se puede reutilizar, ajustándolo cada vez a la longitud que corresponda. En el sistema bajo estudio se tienen sólo cuatro modelos distintos: la línea aérea y los cables de calibre MCM300, MCM350 y MCM750.” [VPL16].

Como se mencionó, la herramienta *LCC* de ATP-EMTP calcula las matrices de parámetros distribuidos (capacitancias, inductancias y resistencias) de las líneas. Estos parámetros se ingresaron al modelo *Distributed Parameters Line* de *Simscape Power Systems*, que fue el usado en la simulación hecha en este trabajo.

Carga

Hay dos consideraciones importantes que se deben hacer al modelar cargas: su magnitud y su comportamiento. Por magnitud se entiende cuál es la carga en potencia real y potencia reactiva en condiciones nominales. Por comportamiento se entiende cómo se comporta la carga en función del voltaje de la barra a la que se encuentra conectada y en función de la frecuencia de la red [Kun94d]. Una simplificación usual, que es la usada aquí, es modelar la carga como una impedancia constante. Esta

impedancia es calculada a partir de una potencia real dada P y una potencia reactiva Q en condiciones nominales $V = 1,0$ p.u. y $\omega = 1,0$ p.u.

Esto implica que la carga depende del cuadrado de la tensión y es independiente de la frecuencia de la barra que la alimenta. Si bien es una simplificación, como se mencionó anteriormente, se cuenta con que la robustez del sistema de control compense esta aproximación.

2.6. Recapitulación

En suma, considerando todos los modelos que se han presentado en este capítulo, se tiene el modelo completo de la Figura **2-22**, implementado en MATLAB, con los componentes cuya descripción se retoma muy sucintamente a continuación.

Generadores

Se tienen tres generadores, los cuales se modelan con el bloque *Synchronous Machine* de *Simscape Power Systems*. Se implementan las versiones de estos bloques que hacen uso de los parámetros estándar en por unidad.

Sistemas de excitación

Aunque en realidad los sistemas de excitación son libres de escobillas, para los tres casos se usan modelos de excitadores simples, como si las tuvieran. Para el generador G02 se implementa el modelo AC1C del estándar IEEE 421.5, mientras que para los generadores G03 y G04 se usa la implementación del sistema digital de control de excitación DECS100 de Basler Electric (desarrollo propio con base en AC3C y VAR2 del estándar IEEE 421.5). Esta implementación incluye los modos de operación AVR (sólo control de voltaje) y VAR (control de potencia reactiva).

Gobernadores

Los tres generadores cuentan con modelos de gobernadores idénticos. El modelo (desarrollo propio) es la implementación del gobernador 2301E de Woodward. Este desarrollo incluye los modos de operación isócrono (*isochronous*), de control de

potencia (*baseload*) y *droop*. La válvula se modela como un sistema de segundo orden sin error de estado estable, mientras que el motor primario se modela como un sistema de primer orden con ganancia unitaria.

Carga

Los transformadores se modelan con el sistema sencillo de transformador trifásico de *Simscape Power Systems*, ignorando el fenómeno de saturación. Las líneas se modelan mediante parámetros distribuidos, que se obtuvieron de la herramienta *LCC* de ATP-EMTP durante el desarrollo de un estudio de transitorios electromagnéticos. Por último, las cargas se modelan como impedancias constantes.

De esta manera, para cada generador, el modelo cuenta con los parámetros de la Tabla **2-4**.

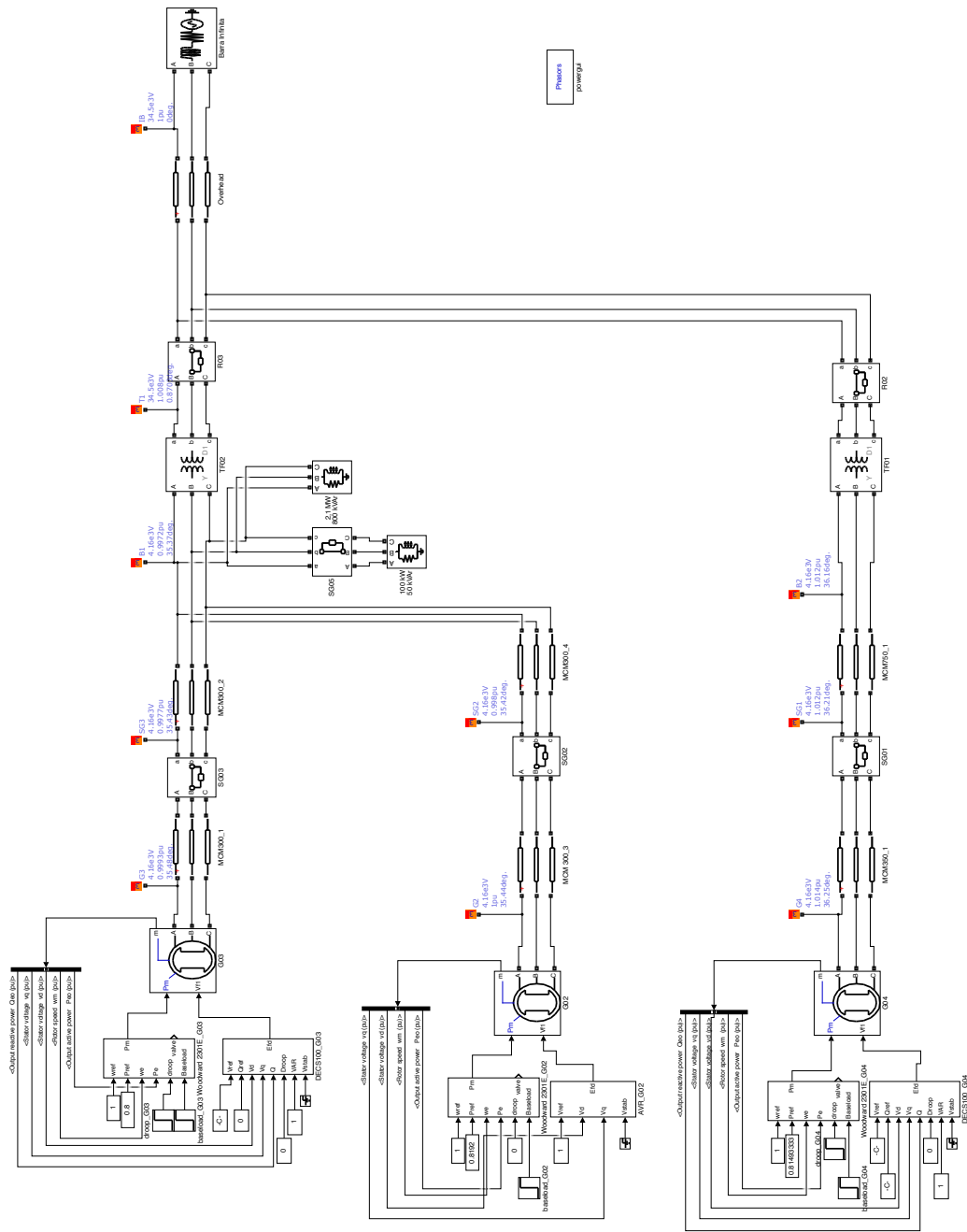


Figura 2-22.: Modelo del sistema completo en MATLAB

Tabla 2-4.: Parámetros del modelo completo de cada conjunto generador-motor
primario-gobernador-sistema de excitación

Parámetro	Descripción	Unidad
Generador síncrono		
VA_{base}	Potencia aparente base	MVA
$V_{LL,base}$	Tensión fase fase base	kV
f_{base}	Frecuencia base (nominal)	Hz
X_d	Reactancia síncrona de eje directo	p.u.
X'_d	Reactancia transitoria de eje directo	p.u.
X''_d	Reactancia subtransitoria de eje directo	p.u.
X_q	Reactancia síncrona de eje de cuadratura	p.u.
X''_q	Reactancia subtransitoria de eje de cuadratura	p.u.
X_l	Reactancia parásita de estator	p.u.
T'_d	Constante de tiempo transitoria de eje directo	s
T''_d	Constante de tiempo subtransitoria de eje directo	s
T''_q	Constante de tiempo subtransitoria de eje de cuadratura	s
R_s	Resistencia del estator	p.u.
H	Coefficiente de inercia	s
F	Factor de fricción (llamado K_D en este desarrollo)	p.u.
p	Número de polos	adimensional
Gobernador - Motor primario - Válvula		
H_{02}	Ganancia proporcional del PID del gobernador	adimensional
H_{03}	Tiempo integral del PID del gobernador	s
H_{04}	Ganancia derivativa del PID del gobernador	adimensional
T_e	Constante de tiempo del motor primario	s
K_a	Ganancia del servomotor	adimensional

Parámetro	Descripción	Unidad
T_a	Constante de tiempo del servomotor	s
g_{min}	Apertura mínima de la válvula	p.u.
g_{max}	Apertura máxima de la válvula	p.u.
Sistema de excitación		
T_r	Constante de tiempo del filtro del transductor	s
K_a	Ganancia del controlador del modelo AC1C	adimensional
T_a	Constante de tiempo del controlador del modelo AC1C	s
$E_{fe,min}$	Límite inferior de la salida del excitador	p.u.
$E_{fe,max}$	Límite superior de la salida del excitador	p.u.
K_g	Ganancia de lazo del controlador PID del modelo DECS-100	adimensional
K_p	Ganancia proporcional del controlador PID del modelo DECS-100	adimensional
K_i	Ganancia integral del controlador PID del modelo DECS-100	adimensional
K_d	Ganancia derivativa del controlador PID del modelo DECS-100	s
T_d	Tiempo del filtro del derivativo del PID del modelo DECS-100	s

3. Estimación de parámetros del modelo

En el capítulo 2 se definió el modelo usado para cada una de las partes en las que se dividió el sistema de potencia estudiado y se obtuvo una lista de todos los parámetros que es necesario determinar para concluir la definición de dicho modelo. La estimación de parámetros es tan importante como la definición misma del modelo para garantizar que se podrá describir y anticipar satisfactoriamente el comportamiento del sistema de potencia en las condiciones estudiadas. En este capítulo se trata este proceso de estimación de parámetros.

El capítulo se organiza de la siguiente manera: inicialmente, se hace una corta revisión de los métodos estándar existentes en la industria y la literatura para la estimación de estos parámetros, en donde se muestra el importante esfuerzo que representa una estimación completa de todos los parámetros definidos en el capítulo 2. Luego, se estudia la sensibilidad del comportamiento del sistema de potencia considerado ante cambios en cada uno de los parámetros en circunstancias de pérdida súbita de carga, con el fin de definir cuáles son aquellos para los que vale la pena llevar a cabo un proceso de identificación y cuáles son aquellos para los que este esfuerzo no estaría justificado. Por último, se muestra la metodología seguida para identificar los parámetros que se identificaron como importantes en el paso anterior y los resultados obtenidos.

3.1. Estado del arte

Una de las ventajas de usar un modelo estándar para describir el comportamiento de las diferentes partes constitutivas del sistema eléctrico es que así mismo, existen métodos estándar para estimar los parámetros del modelo. Así, por ejemplo, se encuentran el estándar IEEE 115, API 345 o IEC 60034-2. En el caso colombiano, el

acuerdo CNO 843 de 2016 [Con16] “*establece los requerimientos para la obtención y validación de parámetros del generador y los modelos del sistema de excitación, control de velocidad/potencia y estabilizadores de sistemas de potencia de las unidades de generación del SIN (...)*”. Si bien allí no se hace referencia a una metodología específica de estimación de parámetros, se recomienda el uso de métodos estándar y reconocidos, como los mencionados anteriormente. En esta sección se revisan los métodos estándar existentes en la industria y la literatura para la identificación de los parámetros del modelo obtenido para describir el generador, el gobernador y el sistema de excitación. El contenido de esta sección está principalmente basado en [jee10, GS07].

3.1.1. Métodos tradicionales de estimación de parámetros de generadores síncronos

Los métodos tradicionales de estimación de parámetros de generadores síncronos dependen de pruebas generalmente invasivas y de difícil puesta en práctica. Estas pruebas someten los generadores a esfuerzos que pueden acelerar su deterioro y requieren la desconexión de los generadores, por lo que son cada vez más evitadas. A continuación se describen brevemente las más importantes de ellas.

Prueba de corto circuito

La más común de ellas es quizá la prueba de corto circuito, cuya importancia radica no únicamente en el gran número de parámetros que permite identificar en una sola prueba, sino en que esta prueba provee la base teórica del modelo estándar del generador síncrono [GS07]. En efecto, como se mostró en la sección 2.2.1, los parámetros estándar se definen con base en la respuesta de un generador ante un cortocircuito en sus terminales. Por lo tanto, si se somete el generador a un cortocircuito de características conocidas y se registra la corriente, se podrán identificar los parámetros síncronos, transitorios y subtransitorios. A partir de éstos se pueden definir los parámetros fundamentales y modelar el generador.

Esta prueba tiene dos grandes inconvenientes que han promovido la búsqueda de métodos alternativos. Por un lado, requiere una desconexión del generador durante la prueba, así como equipos especiales que permitan que se lleve a cabo el cortocircuito requerido en condiciones controladas, por lo que resulta costosa. Por otro lado, se

somete el generador al gran estrés que significa un corto circuito en sus terminales. El deterioro de los generadores por cuenta de esta prueba es una preocupación común de los ingenieros responsables de las plantas de generación [GS07].

Prueba de deslizamiento o *slip*

Esta prueba consiste en desconectar el circuito de campo y poner a girar el rotor haciendo trabajar el generador como motor. A partir de la corriente y la tensión de alimentación, se pueden identificar las reactancias síncronas del generador. Si bien es una prueba más sencilla y menos invasiva que la de corto circuito, también permite identificar menos parámetros, e igualmente somete el rotor a un torque pulsante que lo puede deteriorar [GS07]. Como la prueba de corto circuito, ésta también presenta el inconveniente de requerir una parada total del generador y su desconexión.

Prueba de rechazo de carga

Como la prueba de corto circuito, esta prueba consiste en estudiar la respuesta del generador ante una perturbación externa para identificar los parámetros del modelo dinámico. En este caso, se usa una pérdida de carga en lugar de un corto circuito como perturbación. Para poder identificar todos los parámetros transitorios y subtransitorios, se deben hacer varias pruebas cambiando las condiciones iniciales de carga, para controlar la corriente de eje directo y eje de cuadratura antes del rechazo. Esto significa por un lado un mayor desgaste para el generador por la reiteración de pruebas y por otro lado una gran dificultad en el desarrollo de la misma, pues la consecución de las condiciones iniciales requeridas puede necesitar de equipos especiales. Esto, sumado a la necesidad de una desconexión durante las pruebas, contribuyen a hacerla también una prueba costosa.

3.1.2. Métodos de estimación por respuesta en frecuencia

Las pruebas de estimación de parámetros por estudio de respuesta en frecuencia son la principal alternativa a los métodos tradicionales expuestos anteriormente. En general, consisten en la definición de varias cantidades como funciones de transferencia, llamadas *cantidades operacionales*. Éstas corresponden, entre otras, a diferentes impedancias del generador (impedancia síncrona de eje directo, de eje de cuadratura, entre otras). Las cantidades operacionales están definidas de tal forma que su función

de transferencia depende de los parámetros estándar (y por lo tanto, a su vez, de los fundamentales) del modelo del generador síncrono. Esto permite que al hallar la función de transferencia a partir de un diagrama de Bode experimental, se puedan despejar los parámetros síncronos, transitorios y subtransitorios buscados.

Existen dos familias de pruebas de respuesta en frecuencia: las pruebas en reposo¹ y las pruebas en línea. Las pruebas en reposo se efectúan con el generador detenido, como su nombre lo indica. Si bien necesitan una parada del generador y equipos especiales de medida, lo que podría hacerlas tan costosas como las tradicionales, las pruebas en reposo someten al generador a menos estrés y por ende menos riesgo de deterioro. No obstante, el hecho de que se efectúen con el generador en reposo dificulta la identificación de algunos parámetros que sólo se manifiestan en movimiento, como los circuitos de amortiguamiento.

Las pruebas en línea se efectúan con el generador conectado y trabajando en condiciones similares a las condiciones que se busca replicar con el modelo. La principal dificultad de estas técnicas radica en que para que se hagan, se deben inyectar componentes de alta frecuencia a un generador conectado al sistema, lo que podría comprometer la estabilidad del mismo. Éste es un riesgo altísimo que los operadores de los sistemas eléctricos, en general, no están dispuestos a correr. Además, no siempre es claro cómo el comportamiento del resto del sistema puede afectar la identificación de los parámetros buscados, por lo que en general es un campo de estudio aún en investigación [GS07].

3.1.3. Métodos de estimación a partir de datos de operación

En la actualidad, existe un importante y activo campo de investigación en el desarrollo y prueba de métodos de estimación de parámetros a partir de información operativa de los generadores. Estos métodos son atractivos porque permiten la obtención de modelos sin requerir una parada de planta ni someter los generadores a esfuerzos dañinos. Además, permiten realizar la actualización de modelos con mayor frecuencia, lo que hace posible tener mejor información sobre el sistema y tomar mejores decisiones operativas, una necesidad primordial en los sistemas inteligentes modernos.

¹Es común encontrar estas pruebas en la literatura por su nombre en inglés, *standstill frequency response* (SSFR)

En estos esquemas, se toman datos reales de operación de una unidad de generación y se hallan los parámetros del modelo que hacen que el resultado de una simulación del generador en las mismas condiciones de operación sea tan parecido al resultado real como sea posible. Para poder identificar los parámetros transitorios y subtransitorios, es necesario que los datos hayan sido tomados durante perturbaciones reales a las que se haya visto enfrentado el generador, lo cual sucede con frecuencia en cualquier sistema de potencia (fallas en líneas de transmisión, cambios en la carga, descargas atmosféricas, perturbaciones intencionales, entre otras). Un insumo imprescindible de estos métodos es por lo tanto la información tomada durante la ocurrencia de la perturbación. Hace algunos años, esto habría sido imposible. Sin embargo, hoy en día, con la difusión de los dispositivos electrónicos inteligentes (*IED*), como relés de protección o unidades de medición fasorial (*PMU*), estas medidas existen y están disponibles. Si bien su difusión ha sido principalmente en plantas de generación de gran tamaño y en menor medida en plantas industriales, los *IED* son cada vez más comunes en todo tipo de plantas de generación. Los relés de protección que provocan el apagón que se estudia en este trabajo son *IED*, y por lo tanto proporcionan información importante para esta identificación.

Los métodos a partir de datos de operación se distinguen entre ellos por la forma de encontrar los parámetros que hacen que la salida de la simulación sea tan cercana a los datos reales como sea posible. Existen múltiples posibles acercamientos a este problema: regresión por mínimos cuadrados (*LSE*) [MFM15], filtros de Kalman [AMR16], ARX [XMF16], métodos de optimización por gradiente, algoritmos genéticos, evolutivos y otros métodos heurísticos [SQHJ07], entre otros. Dependiendo de la complejidad del modelo que se desee obtener y de la naturaleza de los datos disponibles, unos u otros métodos han demostrado mayor o menor aplicabilidad y confiabilidad en cuanto a la fidelidad del modelo obtenido.

3.1.4. Conclusiones para el caso de estudio

Pensando en el caso de estudio en el que se centra este proyecto, cualquiera de los métodos tradicionales parece inapropiado. En efecto, la realización de pruebas costosas e invasivas puede ser justificada en el caso de grandes plantas de generación, puesto que de la fidelidad de los modelos obtenidos depende la estabilidad del sistema de potencia. Por este motivo, en Colombia, por ejemplo, es obligatoria la obtención de modelos y parámetros para plantas despachadas centralmente (de más de 20MW)

[Con16]. En el caso de autogeneradores, sin embargo, pruebas de esta naturaleza pueden representar un costo demasiado elevado, y que no se verá necesariamente retribuido en un beneficio para la planta ni para el sistema de potencia. Por la misma razón, las pruebas de respuesta en frecuencia, aunque menos invasivas, tampoco parecen atractivas.

Los métodos de estimación a partir de datos de operación son entonces, a primera vista, los adecuados para las plantas de autogeneración, si éstas cuentan con dispositivos inteligentes que registren la información requerida, como es el caso en la planta estudiada. Sin embargo, estos métodos no están libres de desventajas. Como se vio, están aún en una etapa de investigación y desarrollo, por lo que su efectividad está menos comprobada que la de los métodos tradicionales. Además, si bien no requieren la contratación de costosos equipos de pruebas, dada la gran cantidad de métodos disponibles, la evaluación de las distintas alternativas existentes requiere un recurso humano que no es gratuito. Hace falta invertir más tiempo a esta labor en cuanto más parámetros se requiera estimar y más sofisticado sea el sistema que se desee obtener.

Antes de embarcarse en una evaluación más profunda de cada uno de los métodos de estimación a partir de datos operacionales, se consideró necesario identificar cuáles de los parámetros que se definieron en el capítulo 2 tienen una incidencia importante en el caso de pérdida súbita de carga en una planta autogeneradora, que es la situación estudiada aquí.

3.2. Estudio de sensibilidad ante cambios en parámetros

El caso estudiado se trata de una pérdida súbita de carga por la apertura inesperada de la línea que conecta la planta a la red pública, lo que conduce a un aumento de la frecuencia del sistema. Es decir, están vinculadas la potencia eléctrica (de la cual hay una pérdida súbita) y la velocidad del generador. Por lo tanto, se supone que los parámetros más importantes en este estudio serán los del modelo mecánico del generador, que es el que relaciona estas variables. Sin embargo, la distribución de la potencia a suministrar por cada generador una vez se aísla el sistema también depende de las reactancias de éstos, por lo que no se puede descartar que el modelo eléctrico también tenga relevancia en este estudio.

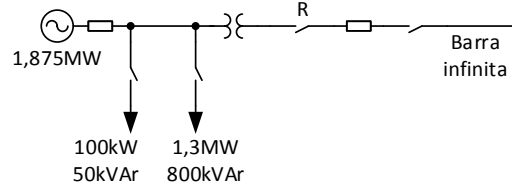


Figura 3-1.: Diagrama del sistema de estudio de sensibilidad de parámetros

Para estudiar cuáles parámetros son los que realmente influyen sobre el comportamiento de los generadores en el caso de estudio, se propone un análisis de sensibilidad. El análisis consiste en simular una situación de pérdida de carga como la que se está estudiando, utilizando un modelo como el que se está proponiendo, con unos valores de referencia para cada uno de los parámetros. Los valores de referencia corresponden a los valores dados por el fabricante para aquellos parámetros en los que esta información está disponible, y a los valores típicos reportados por la literatura relevante para los demás. El sistema de estudio de sensibilidad se ve en la Figura 3-1.

Sobre este sistema, se simula una pérdida de carga como la del caso real (apertura de R en la Figura 3-1). Esto se repite considerando una variación en cada uno de los parámetros de 10 % y 25 % por encima y por debajo del valor de referencia. Sólo se estudió la sensibilidad ante cambios en los parámetros sobre los que existe incertidumbre, es decir todos salvo las ganancias y límites de los lazos de control de los controladores digitales, puesto que estos valores se pueden obtener sin incertidumbre de la programación de los equipos. Las salidas de la simulación son la frecuencia, potencia activa y reactiva del generador, y la tensión en la barra de la carga. Los 17 parámetros estudiados se listan a continuación.

• X_d	• X_q	• K_a (Excitación)
• X'_d	• X''_q	• T_a (Excitación)
• X''_d	• T''_q	• T_e
• T'_d	• X_l	• K_a (Válvula)
• T''_d	• R_s	• T_a (Válvula)
• H	• K_D	

Dada la gran cantidad de pruebas realizadas, los resultados completos sólo se incluyen en el anexo C. En ninguno de los casos se obtuvo que la variación de los parámetros cambiara la forma general de la respuesta. Sólo en algunos, se observa que la variación de los parámetros afecta el valor del sobrepico de frecuencia y el tiempo de ocurrencia de éste, o la frecuencia de la oscilación subsecuente. Como se esperaba, corresponden a parámetros del modelo mecánico del generador: la constante de fricción K_D , la constante de inercia H , la constante de tiempo del motor primario T_e y la ganancia del modelo del actuador K_a .

Los demás parámetros demuestran no tener influencia apreciable en el comportamiento de la frecuencia del sistema ante la ocurrencia de una pérdida súbita de carga en las condiciones en las que se presenta en la planta autogeneradora estudiada. Por lo tanto, no se justifica el desarrollo de un proceso de estimación para éstos². Para estos parámetros de poca incidencia, se usaron los valores de referencia en todas las simulaciones hechas en el proceso de definición y sintonización del sistema de control del capítulo 4.

A continuación se muestran los métodos empleados para estimar los parámetros del modelo mecánico del generador, que son los parámetros ante los que el modelo demostró ser sensible.

3.3. Estimación de parámetros del modelo mecánico

Las pruebas de estimación realizadas se concentraron en los parámetros del modelo mecánico. Estos se dividen en los parámetros del actuador (válvula de combustible) y los parámetros del modelo del motor.

3.3.1. Válvula de combustible

Aprovechando que en la planta estudiada los generadores se apagan durante las temporadas de precios bajos de energía eléctrica, fue posible realizar una prueba de caracterización de la válvula de control de combustible del motor primario, que es el actuador del sistema de control de velocidad y potencia. El actuador es una válvula de control AGV 5 de *altronic controls*TM, cuya entrada es una señal de control de

²Sí se estima el parámetro T_a del modelo del actuador, puesto que para éste no se tienen modelo del fabricante ni valores típicos.

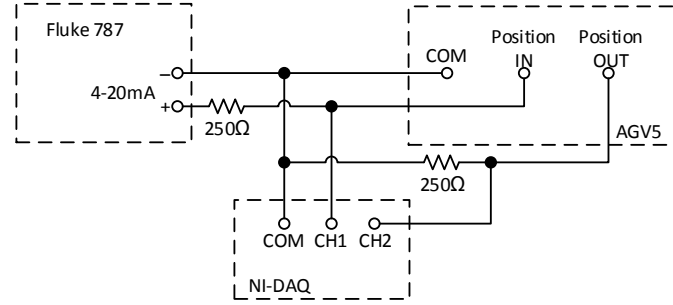


Figura 3-2.: Montaje de caracterización de la válvula de control de combustible

4-20 mA, y que ofrece también la posición de la válvula como salida de 4-20mA. Por lo tanto, se puede caracterizar la válvula mediante el montaje de la Figura 3-2.

Los resultados de la prueba de caracterización fueron distintas gráficas de respuesta al paso de la válvula, así como una de respuesta a rampa. Éstos se pueden observar en el anexo D.1. Se halló que hay un error de estado estable no nulo, lo que contradice la hipótesis de función de transferencia planteada:

$$G(s) = \frac{K_a}{T_a s^2 + s + K_a}$$

Sin embargo, es posible que esto se deba a problemas con el montaje realizado, lo cual también explicaría el hecho de que se presenten aperturas de más de 100 %. Esta hipótesis no pudo ser sometida a prueba porque no fue posible repetir las pruebas de caracterización de la válvula. No obstante, como se vio en la sección 2.4.3, el actuador está conectado en cascada con el modelo del motor primario, cuya ganancia no se puede conocer. Por lo tanto, aun considerando que la válvula tiene una ganancia no unitaria y que ésta se puede determinar mediante estos experimentos, esta información se perderá por la incertidumbre de la ganancia del modelo del motor primario. Por este motivo, se decide continuar con el modelo de ganancia unitaria en la válvula y tener en cuenta en la identificación únicamente la ubicación de los polos.

Con los datos obtenidos en los experimentos de caracterización, se usó el paquete de identificación de sistemas de MATLAB, *System Identification Toolbox*. Este paquete permite identificar el sistema que mejor replica unos experimentos de entrada,

comparando distintos métodos de identificación, según la función de transferencia que se desee obtener (continua o discreta), así como el número de polos y ceros, su naturaleza (reales o complejos) y la presencia o no de retardos. Igualmente, se pueden definir rangos para cada parámetro identificado, o valores fijos si ya son conocidos. La evaluación del modelo identificado se hace con un experimento diferente al usado para la identificación.

Se repitió la identificación usando varios de los experimentos disponibles, buscando siempre una función de transferencia en tiempo continuo con dos polos y sin ceros. En todos los casos se obtuvieron funciones de transferencia similares. El mejor ajuste se halló para la función de transferencia cuyo ajuste a la respuesta real se muestra en el anexo D.1, definida por:

$$G(s) = \frac{27,7}{s^2 + 13,55s + 77,08}$$

Como se explicó anteriormente, se asume una ganancia unitaria, por lo que sólo se tiene en cuenta el denominador de la función hallada. Igualando el denominador de la función de transferencia de hipótesis con el denominador de la función hallada, se obtienen los parámetros:

$$K_a = 5,69$$

$$T_a = 0,074 \text{ s}$$

Como sólo se pudieron realizar pruebas sobre una de las válvulas, se usan modelos idénticos para los actuadores de los tres generadores.

3.3.2. Motor primario

Como se expuso en la sección 2.4.4, el motor primario se modela como una caja negra y se identifica a partir de los experimentos disponibles, mientras que el modelo mecánico es un sistema de primer orden con parámetros H y K_D . Para hacer la identificación, se tienen tres experimentos disponibles para cada generador: un experimento de arranque durante el que se toman datos de la señal y_c de control del gobernador al actuador y de la velocidad ω_m del motor primario; un experimento de sincronización, del que se tienen datos de y_c y de la potencia eléctrica P_e de salida del generador; y unos eventos de parada no programada por pérdida de carga durante los que datos de frecuencia, potencia activa y potencia reactiva de cada generador son

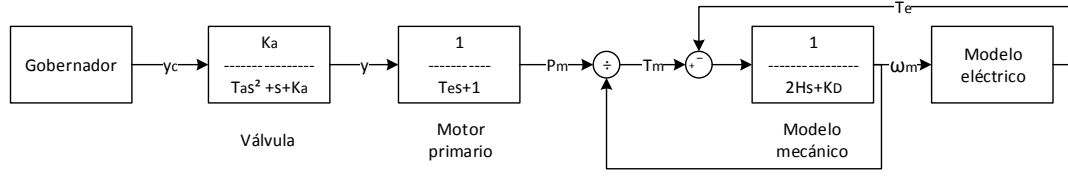


Figura 3-3.: Diagrama de bloques del sistema mecánico a identificar

tomados por su respectivo relé de protección³. Todos estos experimentos se pueden consultar en el anexo D.2.

Como se muestra a continuación, el modelo se halla con los datos de parada.

Pruebas de arranque y sincronización

En la Figura 3-3 se muestra un esquema de los sistemas que se tienen durante estas pruebas. Una identificación de caja negra requiere unos datos de entrada y unos de salida. La entrada disponible en las pruebas de arranque y sincronización realizadas es la señal y_c de control del gobernador al actuador y la salida disponible es la velocidad ω_m para las pruebas de arranque; y la potencia eléctrica P_e para las de sincronización.

Para las pruebas de arranque, $P_e = 0$ y la salida es ω_m . Despreciando las pérdidas eléctricas internas, se puede aproximar $T_e \approx 0$. Esto implica que el efecto del modelo eléctrico desaparece, la caja negra a identificar incluye sólo la válvula, el motor primario y el modelo mecánico con inercia y fricción. Es decir, no incluye solamente el motor primario y el modelo mecánico, que es lo que se quiere identificar.

Para las pruebas de sincronización, $P_e \neq 0$ y $\omega_m = 1$. Es decir, se elimina la no linealidad introducida por $T_m = P_m / \omega_m$, pero la caja negra también incluye el modelo eléctrico. Este último caso sería demasiado complicado, por lo que se desechan los experimentos de sincronización.

Como ya se hizo una caracterización de la válvula, se podría pensar en especificar los parámetros obtenidos como parámetros conocidos al usar el paquete *System Identification Toolbox* e identificar los parámetros restantes con las pruebas de arranque.

³Se trata de un relé *G60*TM de *Multilin*TM, de *General Electric*TM, que es un *IED*.

Una forma de hacer esto sería suponer un sistema de primer orden para el motor primario, y buscar un modelo con cuatro polos, sin ceros, en el que dos de los polos son la pareja de polos complejos ya hallada, y los otros polos corresponden a T_e y $2H/K_D$. Una vez más, la ganancia se tomará unitaria, por lo que no importa el valor que resulte de la identificación.

Esto supone hacer la aproximación $T_m \approx P_m$, o, lo que es lo mismo, $\omega_m \approx 1$. Como se trata de una prueba de arranque, $\omega_m \neq 1$, por lo que esta aproximación no es válida. Efectivamente, al probar la identificación de un sistema de cuarto orden, ninguno de los polos hallados coincidió con los que ya fueron identificados para la válvula, por lo que se desecha esta opción.

Otra alternativa sería usar los datos y_c para simular el modelo ya hallado de la válvula, lo que permitiría obtener la señal y , que es la entrada del modelo del motor primario. Luego, se podría usar esta señal junto con los datos de velocidad para hacer la identificación del modelo mecánico. Como este sistema no es lineal por cuenta de la división $T_m = P_m/\omega_m$, habría que plantear un método de identificación consistente en proponer un modelo, simular su resultado, y hallar los parámetros del modelo tales que se minimice el error entre la simulación y los datos reales medidos. Ésta es la metodología que se propone para identificar los parámetros con los datos de parada. Como los datos de parada corresponden a la situación que se quiere simular en el modelo, se prefieren estos datos para hacer la identificación.

Datos de parada

Los datos disponibles de parada de los generadores se muestran en el anexo D.3. Estos datos corresponden a ocasiones reales en las que se dio uno de los apagones que ha motivado el presente proyecto. La información tomada por los dispositivos de protección de los generadores permiten establecer la potencia activa y reactiva de cada generador antes de la pérdida de carga. Cuando el relé de protección detecta que la frecuencia excede el nivel límite, ordena la parada del generador cortándole el suministro de combustible $y = 0$. Esto queda almacenado en el registro de eventos de cada equipo, por lo que también se sabe el momento en el que la válvula se cierra en cada evento. Igualmente, el relé de protección del reconector que desconecta la planta de la red pública registra el momento en el que opera, por lo que también se cuenta con el tiempo en el que sucede la pérdida de carga. Es decir, el evento se puede resumir, para cada generador como:

1. Las condiciones anteriores al evento son conocidas (potencia real y reactiva del generador).
2. En un tiempo arbitrario, opera el interruptor que desconecta al generador de su carga.
3. Tras un tiempo conocido, se cierra la válvula de combustible del generador.
4. Se tiene registro de la evolución de la frecuencia de la señal eléctrica (velocidad del generador) durante un tiempo después del comienzo del evento.

Esta información permite replicar el evento sucedido para cada uno de los generadores en una simulación de MATLAB. Para cada generador se usan los parámetros de referencia correspondientes. Para los generadores G03 y G04 se usa el modelo *DECS-100* para el sistema de excitación, mientras que para el G02 se usa el modelo *AC1C*, de acuerdo con los resultados de la sección 2.3. Se propone un modelo de primer orden con ganancia unitaria y constante de tiempo T_e para el modelo del motor primario. De esta manera, todos los parámetros de este modelo de MATLAB son conocidos excepto H , K_D y T_e .

Para determinar los valores de estos parámetros, se plantea un problema de optimización como se describe a continuación. Se escribe una función f en MATLAB que recibe un vector \mathbf{x} compuesto por los tres parámetros a estimar. Tomando los valores recibidos, la función f corre un flujo de carga y determina las condiciones iniciales de los generadores. Luego, corre la simulación y registra la velocidad del generador. La función retorna el error entre la frecuencia simulada y la medida, como:

$$e = f(\mathbf{x}) = \sum_N (\omega_{sim} - \omega_{mes})^2 \quad (3-1)$$

, donde:

N es el número de muestras de la simulación,

ω_{sim} es la frecuencia del generador simulada en MATLAB en p.u. , y

ω_{mes} es la frecuencia del generador medida en el *IED* respectivo, en p.u.

De esta manera, los parámetros H , K_D y T_e pueden ser estimados al resolver el problema de optimización siguiente:

$$\min_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x})$$

Generador	T_e (s)	K_D	H (s)
G02	0,33	0,24	1,992
G03	0,21	0,22	1,817
G04	0,0864	0,186	2,38

Tabla 3-1.: Parámetros estimados para el modelo mecánico de cada generador.

Se define para cada parámetro un rango con base en los valores típicos y razonables:

$$0 \leq H \leq 6,0$$

$$0 \leq K_D \leq 0,3$$

$$0 \leq T_e \leq 3$$

Este problema de optimización se resuelve en MATLAB con ayuda de las funciones `fmincon` y `ga`, que usan métodos de optimización no lineal y algoritmos genéticos y evolutivos. Los mejores resultados se obtienen, para los tres generadores, con algoritmos genéticos. Los parámetros obtenidos se muestran en la Tabla **3-1**. En la Figura **3-4**.

De esta manera, se hallan los parámetros que completan el modelo del sistema eléctrico de la planta estudiada.

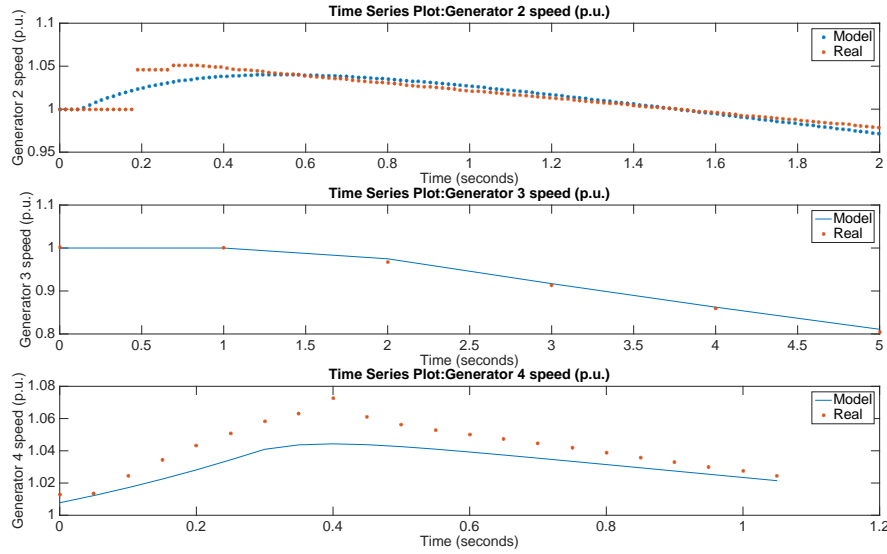


Figura 3-4.: Ajuste de modelos obtenidos con parámetros identificados

3.4. Recapitulación

En suma, hay tres resultados importantes del proceso de estimación de parámetros aplicado al caso estudiado. En primer lugar, la revisión de métodos estándar de estimación de parámetros de generadores síncronos permite concluir que los métodos tradicionales de estimación de parámetros, como prueba de corto circuito, de rechazo de carga y de respuesta en frecuencia en reposo no parecen adecuados para pequeñas plantas autogeneradoras, en vista de que suponen un costo demasiado importante para el beneficio que dichas pruebas les traerán a la planta y al sistema. Por este motivo, otros métodos como métodos en línea, basados en datos de operación tomados por dispositivos electrónicos inteligentes (*IED*), como relés de protección y unidades de medida fasorial, parecen más apropiados para estos casos.

En segundo lugar, se hizo un estudio de sensibilidad, en el que se definieron valores de referencia para todos los parámetros del sistema eléctrico considerado. Se simuló una situación como la que motiva este proyecto de maestría: pérdida súbita de carga de un generador, y se analizó cómo un cambio en cada uno de los parámetros afecta el comportamiento del generador (frecuencia, potencias y voltaje) en el evento simu-

lado. Se halló que sólo los parámetros del modelo mecánico, constante de inercia H y constante de fricción K_D tienen incidencia sobre este resultado. Para los demás parámetros, por lo tanto, no vale la pena llevar a cabo un proceso de estimación, y basta con tomar los valores declarados por los fabricantes, cuando se tienen, o los valores típicos encontrados en la literatura relevante.

Por último, los parámetros de interés fueron estimados en dos pruebas. Por un lado, los parámetros del modelo del actuador (válvula de paso de gas combustible) fueron estimados mediante una identificación de caja negra suponiendo una función de transferencia con dos polos, a partir de datos de caracterización de la válvula en la que se obtuvo varias veces la respuesta al paso de la misma. Si bien la prueba no apoyó completamente la hipótesis, se conservó el modelo de ganancia unitaria. Por otro lado, la constante de inercia, de fricción y de tiempo del motor primario fueron determinadas mediante un problema de optimización. Este problema consistió en minimizar el error entre los datos tomados por los *IED* de la planta estudiada durante un evento de pérdida súbita de carga y los datos obtenidos simulando el evento, cambiando los valores de estos tres parámetros. El problema fue resuelto mediante algoritmos genéticos, haciendo uso de la función `ga` de MATLAB. Se trata entonces de un método de datos operacionales como los estudiados durante la revisión, simplificado para el caso de estudio.

4. Sistema de control ante pérdida de carga

En este capítulo se propone una solución para la situación problemática de la planta estudiada haciendo uso del modelo desarrollado en los capítulos anteriores. Inicialmente, se exponen algunas generalidades de control de estabilidad y se muestra el problema que se está presentando. Luego, se hace una corta revisión de las alternativas de control que se consideran para hacer frente al problema existente, haciendo énfasis a continuación en el control de *rechazo de carga*, la estrategia de control propuesta. Por último, se muestra el proceso de sintonización y las pruebas de desempeño del sistema sugerido.

4.1. Introducción

4.1.1. Estabilidad de sistemas de potencia

En general, es ampliamente aceptado, tanto en el campo académico [Kun94e] como en el industrial [iee03] que los problemas de estabilidad en sistemas de potencia se pueden clasificar en tres categorías: estabilidad de ángulo de rotor, estabilidad de voltaje y estabilidad de frecuencia. A continuación se hace una muy breve exposición de cada categoría, basada principalmente en [iee03].

Estabilidad de ángulo de rotor

La estabilidad de ángulo de rotor se refiere a la capacidad que tiene un sistema de potencia para que sus distintos componentes permanezcan en sincronismo en condiciones de operación normal y tras una perturbación. Cuando la estabilidad de ángulo de un generador está comprometida, su rotor tiende a acelerarse y frenarse de manera oscilatoria, bajo el efecto de un torque llamado *sincronizador* y otro

llamado *amortiguador*. El ángulo de rotor determina la potencia suministrada por el generador, por lo que una oscilación de esta naturaleza produce también una oscilación en la potencia entregada. Las pérdidas de estabilidad de ángulo de rotor se pueden presentar entre un generador y el resto del sistema o entre distintas áreas de un sistema interconectado.

Estabilidad de voltaje

La estabilidad de voltaje se refiere a la capacidad que tiene un sistema de potencia para mantener la tensión en todos los nodos en un rango aceptable en condiciones de operación normal y tras una perturbación. Una pérdida de estabilidad de voltaje se ve reflejada por un aumento progresivo o colapso de la tensión en uno o varios nodos del sistema, y por lo general se debe a desbalances de potencia reactiva, debidos a perturbaciones en el sistema de transmisión, cambios súbitos en la carga o problemas en el sistema de excitación de los generadores.

Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de frecuencia se refiere a la capacidad que tiene un sistema de potencia para mantener la frecuencia del sistema en un rango aceptable en condiciones de operación normal y tras una perturbación mayor. Esta estabilidad está directamente relacionada con el balance entre generación y demanda de potencia activa, por lo que los esquemas de control de esta estabilidad tienen que ver con el control de generación y el deslastre de demanda. Los esquemas de control de generación se diseñan de tal forma que se mantenga la frecuencia en su rango aceptable procurando dejar tan poca carga desatendida como sea posible. Durante los eventos en los que se ve comprometida la estabilidad de frecuencia no es raro que un sistema interconectado se divida en varias áreas aisladas entre ellas, proceso llamado en inglés *islanding*.

4.1.2. Caso de estudio

En la Figura 4-1 se muestra el resultado de la simulación de las condiciones en las que se presenta el apagón que motiva este proyecto. Por simplicidad, no se modelaron los sistemas de protección, por lo que en las gráficas no se observa el apagón en sí. Se debe tener en cuenta entonces que el relé de protección de cada generador desconecta el mismo cuando la frecuencia alcanza un valor de 63Hz, es decir 1,05 p.u.

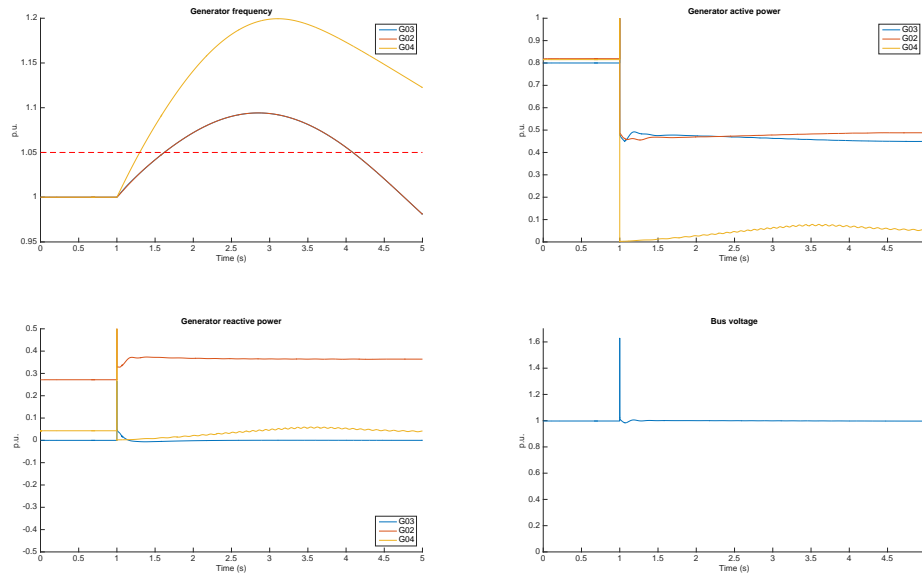


Figura 4-1.: Apagón simulado en MATLAB. Se señala límite de frecuencia de relés de protección (1,05 p.u.)

Esta simulación permite hablar de algunos resultados preliminares. En primer lugar, es claro que se trata de un problema de estabilidad de frecuencia: sólo la frecuencia sale del rango aceptable, y esto se debe a un desbalance entre generación y demanda fruto de una situación de desconexión de la red (*islanding*). En segundo lugar, se puede observar que una vez sucede la desconexión, el generador G04 cesa de hacer parte del sistema de la planta, por lo que no es necesario que el esquema de control que se proponga incluya una acción sobre él. Por último, se puede ver que en ausencia de un sistema de protecciones que apague los generadores, la frecuencia en el sistema alcanzaría valores muy elevados (1,1 p.u.), lo que sin duda pondría en peligro la integridad de los equipos. La alternativa de hacer las protecciones más permisivas, con la hipótesis de que el sistema eventualmente volvería a estado estable tras oscilar por algún tiempo, es por lo tanto inviable.

A continuación se presentan algunas alternativas de control evaluadas y la estrategia propuesta para evitar estos apagones: el control de rechazo de carga.

4.2. Métodos de control contemplados

En esta sección se presentan algunos métodos de control en los que se pensó en lugar del control de rechazo de carga que se propone. Algunos de estos métodos podrían parecer, a primera vista, más sencillos o apropiados que el propuesto, por lo que aquí se expone por qué se los descartó.

4.2.1. Recierre

La primera solución en la que se piensa para evitar estos apagones es habilitar un recierre en los reconectadores R03 y R02, de manera que se pueda restablecer el balance entre generación y demanda. Como se explicó en el planteamiento de este problema, esta opción no es viable, ya que la línea a la que se conecta la planta es desconectada por el operador de red en una proporción importante de los casos de falla. Por este motivo, esta solución no se exploró.

No obstante, es importante notar que en abril de 2017, cuando la fase de desarrollo de este proyecto ya había concluido, el operador de red empezó a emprender medidas (instalación de reconectadores en algunas subestaciones) que en la práctica deberían reducir e incluso eliminar las ocasiones en las que la planta queda desconectada definitivamente de la red pública. Esto hace que el enfoque de habilitar el recierre de R02 y R03 recobre viabilidad, si bien escapa ya al alcance del presente proyecto. Vale la pena resaltar que el modelo de la planta que se entrega con este trabajo final de maestría puede (y debería) ser usado en este análisis.

4.2.2. Estabilizador de sistemas de potencia (PSS)

Los estabilizadores de sistemas de potencia (conocidos por su sigla en inglés, PSS) fueron abordados brevemente en la sección 2.3. Se trata de dispositivos que se agregan para mejorar el comportamiento dinámico de los generadores. Consisten en un sistema que, con base en variables asociadas a la estabilidad del sistema, como frecuencia, velocidad del rotor o potencia eléctrica de salida del generador, calculan una señal de salida, usualmente llamada V_{stab} , que es sumada a la entrada del controlador del sistema de excitación. Esto permite que el torque eléctrico se vea afectado de tal manera que las oscilaciones del ángulo de rotor tiendan a desaparecer. Es decir, se trata de un dispositivo diseñado para mejorar la estabilidad de ángulo de rotor

[Kun94b].

En el caso estudiado, el problema presente es uno de estabilidad de frecuencia. Esto quiere decir que la desviación de la velocidad del generador con respecto a la velocidad nominal no se debe a un comportamiento oscilatorio del rotor, sino a un desbalance entre potencia generada y consumo eléctrico. Es por lo tanto claro que el sistema de control debe pasar por un restablecimiento de este balance, lo cual no se logra con un PSS. Por este motivo, se descarta el estudio más detallado de la inclusión de uno o varios PSS al sistema.

Vale la pena, no obstante, señalar que en vista de los acontecimientos más recientes, que podrían viabilizar la habilitación del recierre de los reconectores R02 y R03, la necesidad de un PSS podría reevaluarse también. En efecto, si se habilitara este recierre, es posible que se presentara un problema de inestabilidad de ángulo de rotor en uno o varios de los generadores de la planta. En este caso, un PSS podría permitir resolver este problema. El modelo que se desarrolló en el presente trabajo de maestría podría (y debería) ser usado para este estudio.

4.2.3. Carga de frenado

Descartadas otras posibilidades, queda claro que el sistema de control debe actuar sobre la generación o sobre el consumo eléctrico para restablecer el balance perdido y permitir que la frecuencia vuelva al rango aceptable. En el caso de la carga, esto quiere decir conectar una carga similar a la carga que se perdió por la desconexión de la red, y se puede implementar mediante la adición de las llamadas *cargas de frenado*. Éstas consisten en cargas, usualmente resistencias, que se conectan con el fin de disminuir la velocidad de una máquina eléctrica. Son usadas en múltiples ámbitos, entre ellos plantas de generación [CDK⁺71]. Aunque tradicionalmente se han usado resistencias, en esta aplicación se podría pensar en usar dispositivos de almacenamiento de energía, como baterías, para que la energía pueda ser aprovechada más adelante [KY11].

Los desarrollos modernos sugieren que es posible conectar estas cargas en muy poco tiempo y ajustar el valor de la carga a conectar. Se podría por ende pensar en diseñar un sistema de control que determine la magnitud de la carga perdida por la desconexión y conecte y configure un banco de baterías para remplazar dicha carga. Luego, este valor se podría disminuir progresivamente de manera controlada mientras se manipulan los equipos de control de los generadores para evitar una

sobrevelocidad y un subsecuente apagón.

Si bien esta posibilidad parece prometedora, es una alternativa costosa: requeriría la adquisición de sistemas de almacenamiento de baterías de alta potencia (del orden de MW). Incluso considerando el beneficio que las baterías pueden representar en términos de confiabilidad, no parece probable que plantas autogeneradores adopten esta solución para permitir la venta de sus excedentes de energía a la red. Por este motivo, se descarta esta opción y se estudia una actuación sobre la generación, para restablecer el balance perdido; esta solución, como se ve a continuación, resulta más económica.

4.2.4. Control lineal

Actuar sobre la generación quiere decir actuar sobre la fuente de potencia mecánica que alimenta al generador, que es el papel que juega el gobernador. Cabe entonces recordar que, en realidad, ya existe un sistema de control que intenta mantener la frecuencia en su rango: el gobernador.

En efecto, en el caso de la Figura 4-1, antes de la desconexión todos los gobernadores están trabajando en modo *baseload*, es decir de control de potencia. Si se quedaran trabajando en este modo de operación después de la pérdida de carga, la frecuencia aumentaría indefinidamente, ya que los gobernadores abrirían las válvulas en su totalidad buscando aumentar la potencia eléctrica de los generadores. Como se aprecia en la Figura 4-1, esto no sucede. Cuando ocurre la desconexión, el gobernador del generador G02 pasa a modo de control de velocidad, mientras que el generador G03 pasa a modo de control de velocidad con *droop*. Esto quiere decir que estos equipos quedan regulando la potencia mecánica para mantener la frecuencia en 60Hz, que es lo que se desea. Efectivamente, la Figura 4-1 muestra que la frecuencia vuelve hacia su valor nominal, aunque con una oscilación demasiado amplia, de manera que primero se activan los equipos de protección.

La evidencia muestra, en efecto, que la acción de los gobernadores es insuficiente, lo cual puede deberse a dos motivos principales. Por un lado, el cambio del modo de operación se logra mediante contactos auxiliares de los reconectores R02 y R03. La acción de estos contactos auxiliares toma cierto tiempo, retraso que provoca que los gobernadores sigan trabajando en modo *baseload* cuando el sistema ya está aislado. Esto acentúa la sobrevelocidad. No obstante, el tiempo de retraso es del orden de 50ms. Viendo la magnitud y el tiempo del sobrepico de frecuencia que se presenta

en la Figura 4-1, no parece probable que se deba únicamente a este motivo.

Por otro lado, se puede conjeturar que las ganancias del controlador PID no son adecuadas para actuar ante una perturbación como la que se presenta aquí. En efecto, se podría pensar en resintonizar el controlador PID del gobernador de cada generador para lograr disminuir el sobrepico por debajo de 1,05 p.u, lo que evitaría un apagón. Sin embargo, un componente derivativo demasiado importante haría que el sistema sobrerreaccionara a pequeños cambios en la carga que son normales en operación normal, y se podría correr el riesgo de perder estabilidad en condiciones normales de operación, por lo que esta sintonización no es tan sencilla. No obstante, dada la inmensa ventaja que tiene esta alternativa en términos de costo: bastaría con reconfigurar un equipo que ya existe en la planta, se estudia esta sinonización con mayor detenimiento.

Sintonización

Para poner a prueba esta alternativa, se siguió un procedimiento similar al que se usó para estimar los parámetros en la sección 3.3.2. En este caso, se simularon dos situaciones con el modelo completo de la planta: una desconexión de la red pública y una pérdida de una pequeña parte de la carga local sin desconexión de la red pública. Se escribió una función f en MATLAB que recibe un vector \mathbf{x} , compuesto por las ganancias proporcional, integral y derivativa de cada PID (sólo se sintonizan los generadores G02 y G03). Es decir, se trata de una función de seis variables. Con los valores recibidos, la función f simula las dos situaciones y calcula la desviación de la frecuencia con respecto a la nominal:

$$f(\mathbf{x}) = \sum_N (\omega_{sim,1} - 1)^2 + \sum_N (\omega_{sim,2} - 1)^2 \quad (4-1)$$

, donde:

N es el número de muestras en la simulación,

ω_{sim} es la frecuencia del sistema aislado en por unidad en la primera simulación,

ω_{sim} es la frecuencia del sistema aislado en por unidad en la segunda simulación, y

1 es la frecuencia nominal en por unidad.

La sintonización se plantea como un problema de hallar \mathbf{x} para minimizar $f(\mathbf{x})$, definiendo rangos para cada ganancia. Se resuelve con la función `ga` de MATLAB, que minimiza mediante algoritmos genéticos. También se probó la función `fmincon`, de minimización no lineal, pero se encontraron numerosos problemas de mínimos

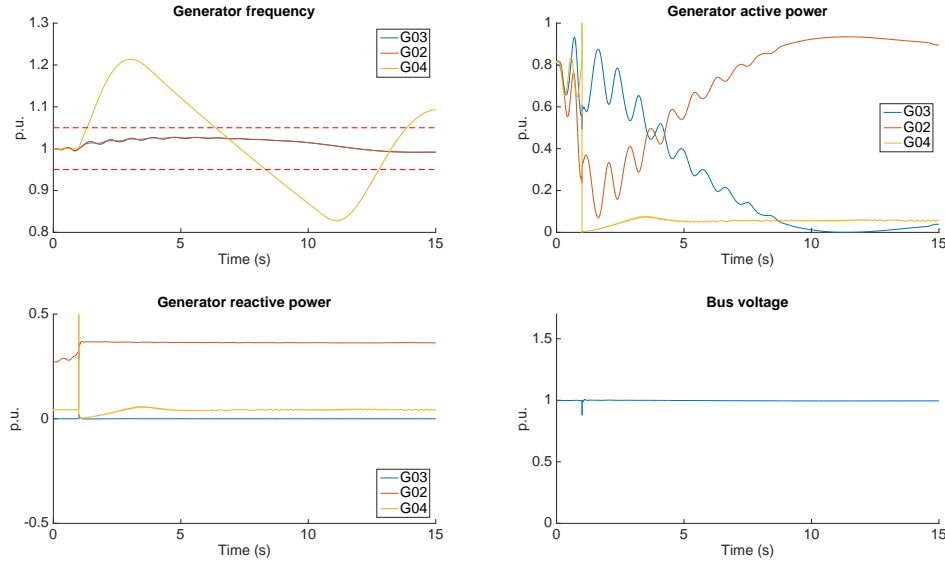


Figura 4-2: Pérdida de carga (*islanding*) con parámetros de primera sintonización PID

locales. Los resultados de esta primera etapa de optimización se ven en las Figuras 4-3 y 4-2.

Como se puede observar, se logra el objetivo, puesto que la frecuencia permanece en el rango límite tras la desconexión (Figura 4-2), pero la importante ganancia derivativa hace que el sistema se mantenga en una oscilación permanente cuando ocurre un pequeño cambio en la carga local sin que haya una desconexión (Figura 4-3). Es claro que el sistema no puede funcionar de esta manera. Para evitar este comportamiento, se redefine la función objetivo como:

$$f(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^2 \left(\sum_N (\omega_{sim,i} - 1)^2 + \sum_{g=2}^3 \left(\sum_0^{n_0} (P_{i,g} - \overline{P_{i,g,b}})^2 + \sum_{n_0}^N (P_{i,g} - \overline{P_{i,g,a}})^2 \right) \right) \quad (4-2)$$

, donde:

N es el número de muestras en la simulación,

$\omega_{sim,i}$ es la frecuencia del sistema en la i -ésima simulación, en p.u.,

1 es la frecuencia nominal en p.u.,

$n_{i,0}$ es la muestra en la que sucede la perturbación (pérdida de carga) en la i -ésima

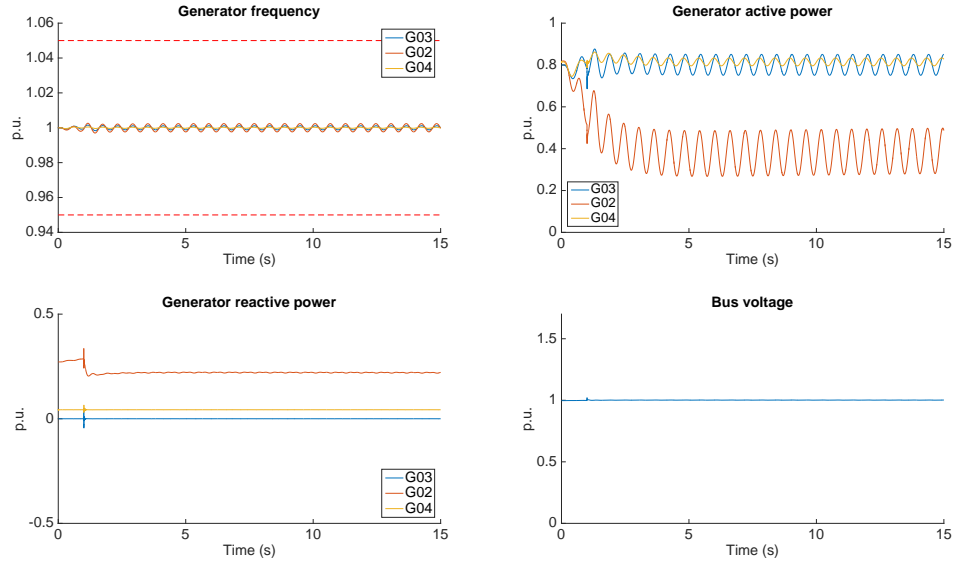


Figura 4-3.: Pérdida de carga sin desconexión de la red con primera sintonización PID

simulación,

$P_{i,g}$ es la potencia activa del generador g en la i -ésima simulación, en p.u.,

$\overline{P_{i,g,b}}$ es la potencia activa promedio del generador g antes de la ocurrencia de la perturbación en la i -ésima simulación, y

$\overline{P_{i,g,a}}$ es la potencia activa promedio del generador g tras la ocurrencia de la perturbación en la i -ésima simulación.

Se puede observar que la primera sumatoria interna es la varianza de la potencia antes de la perturbación y la segunda sumatoria interna es la varianza de la potencia después de la perturbación. Las sumatorias externas permiten tener en cuenta ambas simulaciones y ambos generadores. Por lo tanto, con esta redefinición, se busca que la función también minimice las desviaciones de la potencia con respecto a su promedio, es decir, las oscilaciones de potencia. Con esta nueva función objetivo, se repite el proceso de optimización con **ga**, obteniéndose el resultado de las Figuras 4-4 y 4-5.

Como se puede observar, no se logra minimizar lo suficiente las oscilaciones para pensar en implementar las ganancias halladas. Por este motivo, se estudia la alternativa finalmente elegida: el control de rechazo de carga.

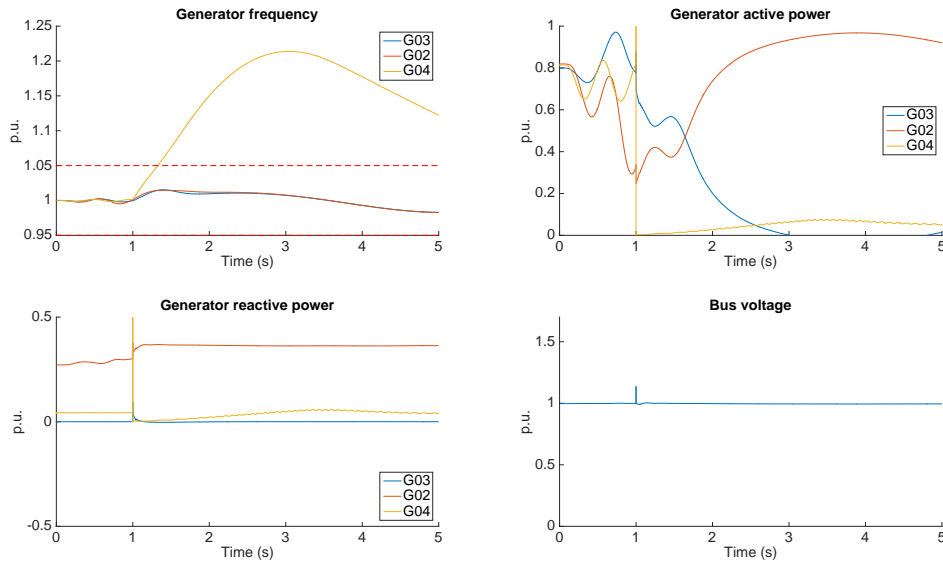


Figura 4-4.: Pérdida de carga (*islanding*) con segunda sintonización PID

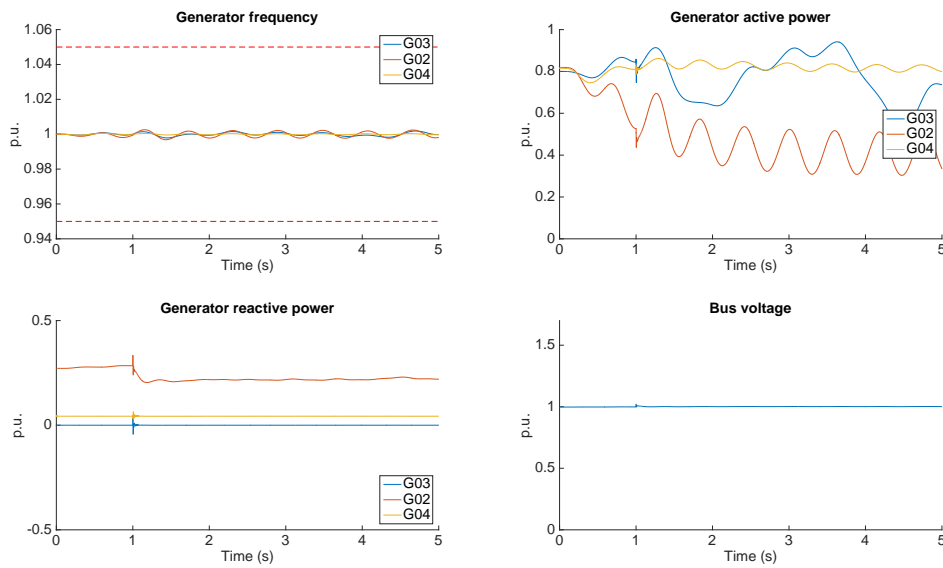


Figura 4-5.: Pérdida de carga sin desconexión de la red con segunda sintonización PID

4.3. Rechazo de carga

El control de rechazo de carga consiste en diseñar el comportamiento que tendrá el gobernador durante las ocasiones en las que se presenta una pérdida súbita e importante de carga. Es decir, se trata de diseñar un comportamiento diferente al que tiene el gobernador en condiciones normales, por lo que puede interpretarse como un sistema de control no lineal. Existen varios enfoques para lograr este comportamiento, como la adición de un lazo de estabilización exterior, comparable al PSS en el sistema de excitación. Éste es el enfoque, que se presenta en [Kun94c]. Aquí, sin embargo, se presenta la versión de [Woo15], ya que es la que se encuentra implementada en el gobernador Woodward 2301E, que es el modelo de gobernador que está montado en la planta que está siendo estudiada. El uso de este sistema hace que este sistema de control tenga la misma ventaja que tenía el control lineal: sólo requiere una reconfiguración de un equipo que ya existe en la planta, por lo que es una solución muy económica.

4.3.1. Descripción

En el gobernador Woodward 2301E, el modo de control de rechazo de carga consiste en disminuir rápidamente la apertura de la válvula de combustible del motor primario cuando sucede una pérdida de carga. Dos aspectos son por lo tanto importantes en el sistema: cómo se detecta una pérdida súbita de carga y cómo se ordena el cierre de la válvula.

Detección de la pérdida de carga

La detección de la pérdida de carga se hace calculando la derivada de la potencia eléctrica medida, y comparando esta derivada con un umbral. Si se supera el umbral, se activa el modo de rechazo de carga. Cabe aclarar que como se trata de una pérdida de carga, se compara el negativo de la derivada con el umbral definido. Esta forma de detección garantiza que sólo se activa el modo de rechazo de carga cuando efectivamente hubo una pérdida súbita de carga para el generador. Si el modo de control de rechazo de carga se activara por un contacto auxiliar de algún interruptor, por ejemplo, se correría el riesgo de que una desconexión que no hubiera provocado una pérdida súbita de carga provocara el cierre del actuador, lo que podría conducir a una subfrecuencia y sería una actuación indeseada del sistema.

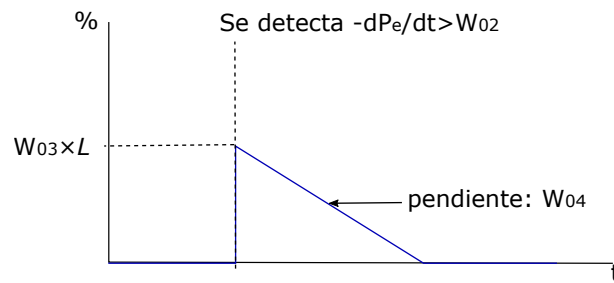


Figura 4-6.: Señal sustraída en el sistema de rechazo de carga

Actuación

Cuando se detecta una pérdida de carga, el sistema mide la magnitud L de la carga perdida. Luego, se construye una señal como la de la Figura 4-6. Esta señal es restada de la salida del controlador PID. La forma de esta señal restada garantiza que se logren dos objetivos importantes. Por un lado, como la señal restada es máxima en el tiempo inicial, se garantiza que ocurra un cierre de la válvula de combustible tan pronto se detecta la pérdida de carga. Por otro lado, al disminuir la señal restada linealmente, se devuelve el control paulatinamente al PID, o, lo que es lo mismo, la acción del sistema de rechazo de carga desaparece paulatinamente. Esto evita que el fin de la acción del sistema de rechazo de carga suponga una nueva perturbación para el sistema, lo cual ocurriría si el sistema de rechazo de carga tomara control del actuador durante un tiempo (*takeover*) y luego lo devolviera al PID abruptamente, o si la señal sustraída tuviera forma rectangular.

Como se ve, la acción del sistema de rechazo de carga sólo es transitoria, lo cual quiere decir que el controlador PID del gobernador sigue siendo parte importante del sistema de control.

Parámetros

La acción del sistema de rechazo de carga está determinada por tres parámetros: el umbral de detección W_{02} , la ganancia del paso inicial W_{03} y la pendiente de la señal sustraída W_{04} . Los parámetros se ilustran en la Figura 4-6.

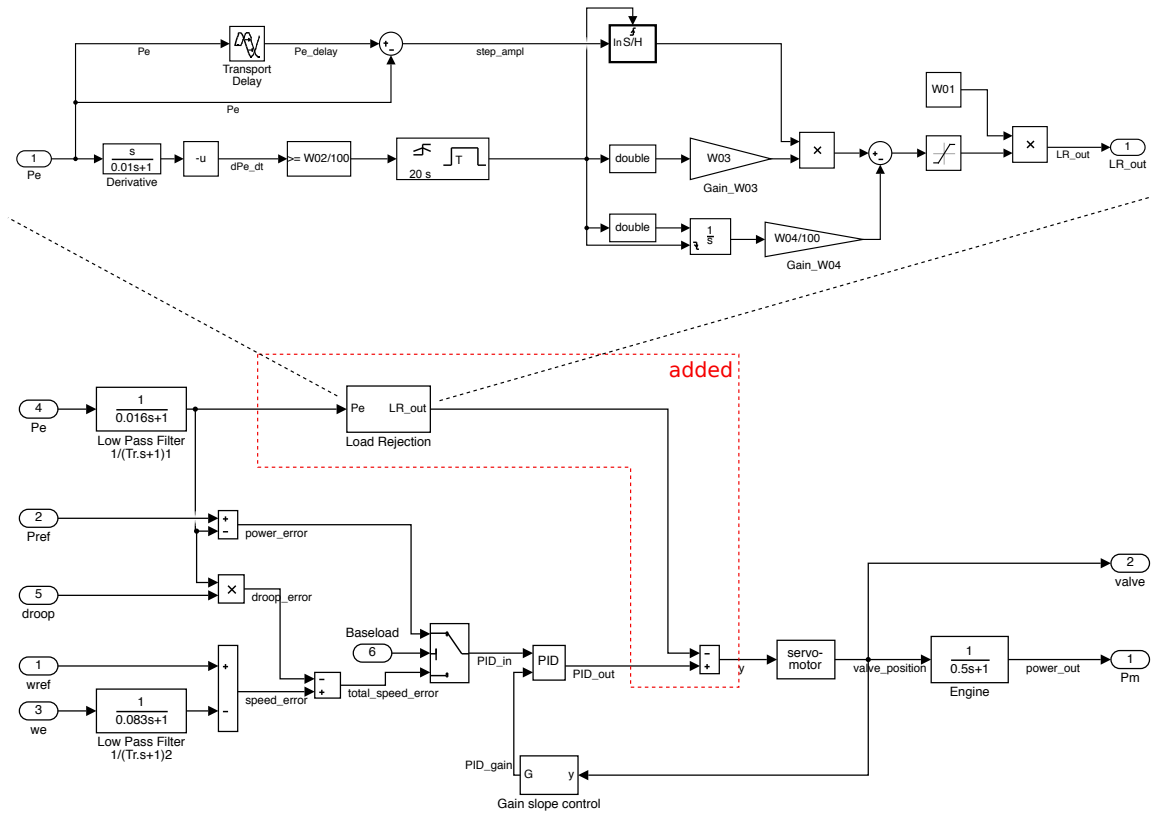


Figura 4-7.: Sistema de control de rechazo de carga modelado en MATLAB. En rojo se señala lo que se agregó al modelo del gobernador de la Figura 2-19

4.3.2. Implementación

En la Figura 4-7 se ve la implementación del sistema de rechazo de carga en MATLAB. Esta función se agrega al modelo del Woodward 2301E desarrollado en la sección 2.4.

Como se muestra a continuación, la utilización de esta función puede permitir evitar el apagón que se está presentando, tras una adecuada sintonización.

4.4. Sintonización y resultados

Aquí se presenta el proceso de sintonización del sistema de control, es decir el proceso de obtención de los valores de los parámetros que definen al sistema de control: parámetros del sistema de rechazo de carga y ganancias del controlador PID.

Igualmente, se muestran las pruebas de desempeño que se simulan para afirmar que el sistema de control propuesto sí responde a las necesidades de la situación problemática que ha motivado este Trabajo de Maestría.

4.4.1. Sintonización

Como se ha visto, el sistema de control propuesto tiene dos componentes: un controlador PID clásico con su ganancia proporcional, integral y derivativa (parámetros H_{02} , H_{03} y H_{04}), y un sistema de rechazo de carga, con tres parámetros de configuración (W_{02} , W_{03} y W_{04}). De esta manera, cada gobernador ofrece seis parámetros que deben ser sintonizados, para un total de doce parámetros por definir.

Esta sintonización se plantea como un ejercicio de optimización igual al que se presentó para la sintonización del sistema de control lineal (sección 4.2.4). En pocas palabras, el ejercicio de optimización propuesto consiste en definir una función $f(\mathbf{x})$ que debe ser minimizada, donde \mathbf{x} es un vector formado por todos los parámetros que se buscan, y hacer esta minimización mediante algoritmos genéticos, con ayuda de la función `ga` de MATLAB.

Para resolver este problema de optimización se definieron varias reglas heurísticas que pueden ayudar a obtener unos parámetros adecuados. Estas reglas tienen que ver con la definición de la función f , con el número de variables que ésta recibe y con el rango aceptable de cada variable. Las distintas reglas consideradas se listan a continuación.

- La función f se define como en (4-1), retorna la desviación de la frecuencia con respecto a su valor nominal.
- La función f se define como en (4-2), retorna la suma de la desviación de la frecuencia y la varianza de la potencia activa.
- Los parámetros de ambos gobernadores son iguales, lo que reduce el número de variables a determinar a 6.

- Los parámetros PID se toman iguales a los valores actuales y sólo se varían los 6 parámetros del sistema de rechazo de carga.
- Los rangos de las variables no se determinan únicamente por los valores permitidos por el controlador digital, sino que se definen rangos más restringidos según criterio del diseñador.

Entre todas las reglas heurísticas definidas, los mejores resultados se obtuvieron al dejar las mismas ganancias PID que están configuradas actualmente en el sistema, que son valores cuya efectividad está comprobada. De esta manera, los valores que se sintonizan son los parámetros W_{02} , W_{03} y W_{04} de cada gobernador, para un total de seis variables. Como en el caso del controlador lineal, se obtienen mejores resultados con la segunda definición de la función f , como en (4-2).

Los parámetros hallados se muestran en la Tabla 4-1. Los resultados de la optimización se pueden ver en las Figuras 4-8 y 4-9. Es claro al comparar estos resultados con los del controlador lineal que el sistema de rechazo de carga es mucho mejor: se consigue mantener la frecuencia dentro del rango de operación, de manera que se evita el apagón por sobrefrecuencia, y, al mismo tiempo se obtiene un sistema de control que no provoca oscilaciones de frecuencia ni de potencia en los generadores.

Vale la pena hacer un comentario sobre la gráfica de potencia activa de la Figura 4-8. Por un lado, es claro que se logra evitar el comportamiento que se presentaba con el sistema de control PID resintonizado (Figura 4-3), es decir que la potencia activa del generador no oscila. Sin embargo, por otro lado se observa que los generadores no se reparten la potencia entre ellos de forma equitativa: el generador G02 toma mucha más carga que G03. Esto se debe a que G03 pasa de trabajar de modo *baseload* a modo *droop*.

Como se vio en la sección 2.4.2, en modo *droop* es necesario aumentar la velocidad de referencia ω_{ref} para que el generador aumente su potencia de salida. Este cambio tiene que ser efectuado por el operador, lo que quiere decir que tardará algunos minutos en realizarse. Esto no es un problema, puesto que, como se observa, el sistema se mantiene dentro del rango de operación hasta entonces.

Se somete el sistema obtenido a una serie de pruebas de desempeño que se exponen a continuación.

Parámetro	G02	G03
W_{02}	551,78	1856
W_{03}	13,9	70,4
W_{04}	29,6	58,7

Tabla 4-1.: Parámetros del sistema de rechazo de carga hallados en sintonización

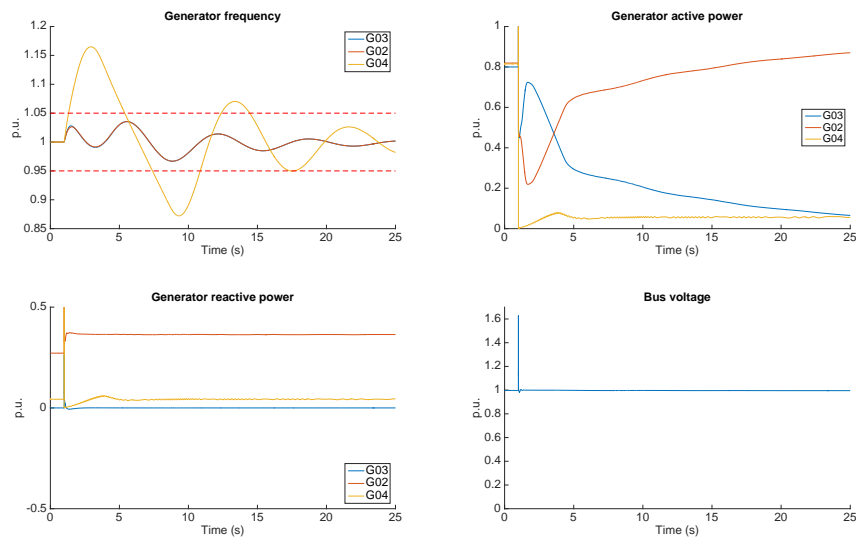


Figura 4-8.: Pérdida de carga (*islanding*) con sistema de rechazo de carga sintonizado

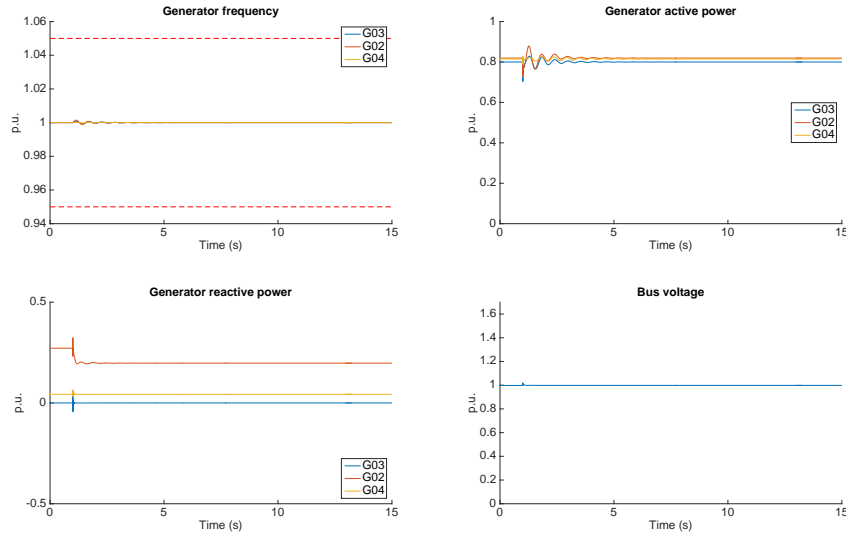


Figura 4-9.: Pérdida de carga sin desconexión de la red con sistema de rechazo de carga sintonizado

4.4.2. Pruebas de desempeño

Durante la sintonización del sistema de control de rechazo de carga se consideraron dos situaciones: pérdida súbita de carga por desconexión de la red y pérdida de carga sin que haya desconexión de la red. La sintonización se llevó a cabo con base en dos criterios: garantizar estabilidad (minimizar oscilaciones de potencia) en ambas situaciones; y garantizar que la velocidad se mantiene dentro de su rango admisible de operación en ambas situaciones.

Sin embargo, en el día a día de esta planta autogeneradora pueden presentarse otras circunstancias que no se tuvieron en cuenta durante la sintonización, y durante las que el sistema podría comportarse de forma inadecuada. Es por lo tanto necesario comprobar que esto no ocurra. Estas pruebas son las pruebas de desempeño del sistema. En esta sección se explica cada prueba de desempeño y se muestran los resultados obtenidos.

Mayor pérdida de carga

Durante la sintonización, se simuló que la desconexión ocurría estando toda la planta encendida. Es decir, que la carga local del sistema aislado es de 2,2MW. Si la desconexión sucediera cuando algún equipo de la planta está apagado (por mantenimiento u otro motivo), la carga sería menor. Esto haría que el desbalance de carga fuera aún mayor, por lo que la sobrefrecuencia sería aún más pronunciada.

Asimismo, sin embargo, como la magnitud L de la pérdida de carga sería mayor, la altura inicial de la señal triangular que se le resta a la salida del PID, $L \times W_{03}$, sería mayor, o sea que habría una mayor acción del sistema de rechazo de carga, por lo que la sobrefrecuencia no necesariamente sería mayor. La primera prueba de desempeño consiste entonces en simular una pérdida de carga en la que la carga local de la planta tras la desconexión es 1,6MW. Este valor se obtiene suponiendo que el equipo de mayor consumo de la planta (un compresor de 600kW), está apagado. En la Figura 4-10 se muestra el resultado. Como se puede observar, el sistema se comporta de forma adecuada: la frecuencia no sale del rango admisible ni se presentan oscilaciones en la potencia de los generadores.

Es de notar, sin embargo, que la frecuencia se acerca mucho al límite, por lo que habría un riesgo de apagón. Este riesgo se mitigaría si la acción del relé de protección se hiciera temporizada en lugar de instantánea, con un tiempo de alrededor de alrededor de 1s.

Sistema aislado

Durante la sintonización no se consideró el caso en el que la condición inicial del sistema es operación aislada. Esto puede suceder cuando hay trabajos programados en la línea de conexión. Si sucediera una pérdida de carga en esta situación (apagado no programado de un compresor, por ejemplo), la perturbación podría activar el sistema de rechazo de carga. La segunda prueba de desempeño consiste entonces en suponer la pérdida de 600kW en el sistema aislado (equipo de mayor consumo). Los resultados se observan en la Figura 4-11. Como en el caso anterior, si bien se mantiene la estabilidad y no hay oscilaciones, hay riesgo de apagón porque la velocidad se acerca al valor límite. Parece entonces buena idea habilitar una temporización a esta protección.

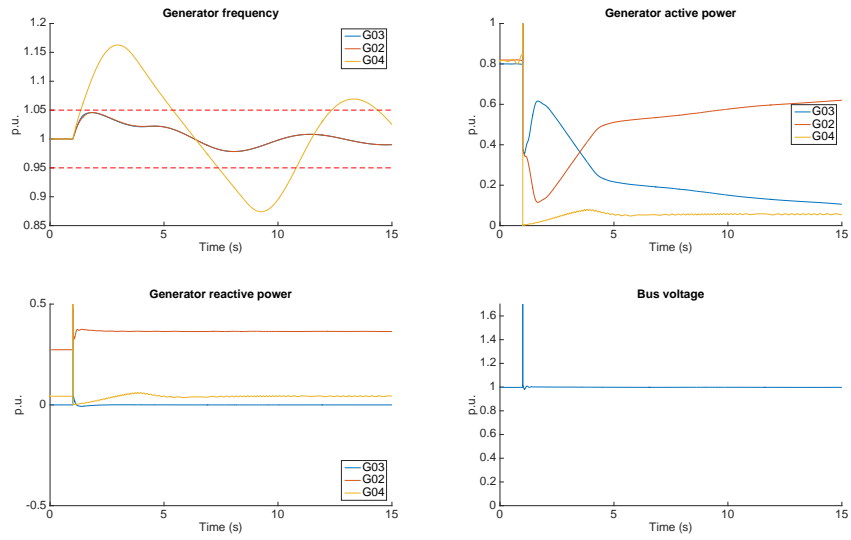


Figura 4-10.: Simulación de rechazo de carga con carga menor

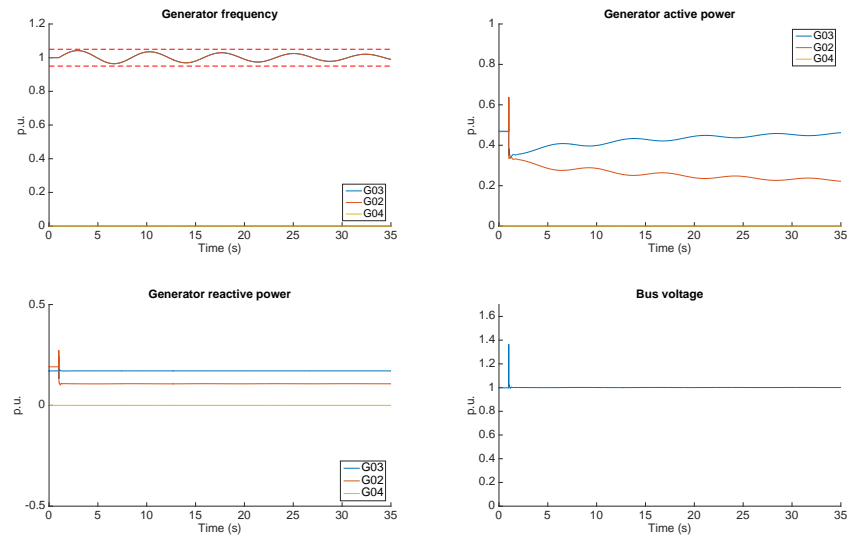


Figura 4-11.: Simulación de pérdida de carga en sistema aislado

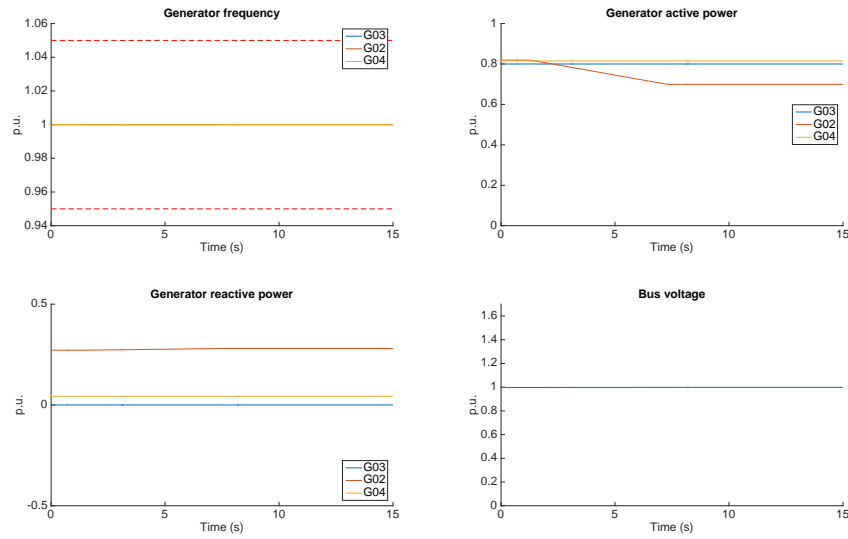


Figura 4-12.: Simulación de cambio en potencia de referencia

Cambios en la referencia (redespacho)

Si hay un cambio en la potencia de referencia de algún generador, porque por alguna decisión operacional se quiere despachar menos potencia, este cambio podría accidentalmente activar el sistema de rechazo de carga. En las Figuras 4-12 y 4-13 se estudia este caso. Como se ve, la situación temida no se da.

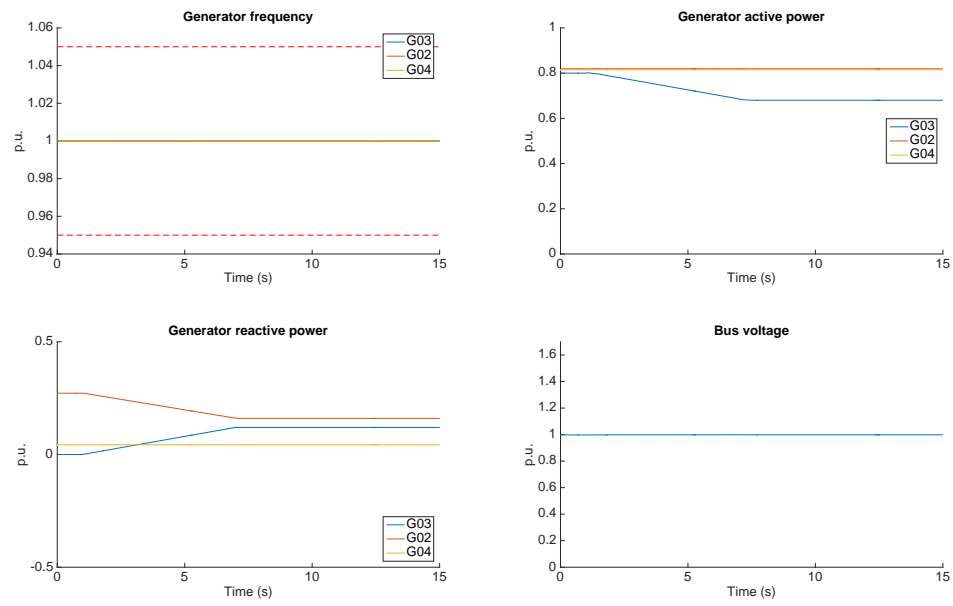


Figura 4-13.: Simulación de cambio en potencias de referencia

4.5. Recapitulación

En suma, hay tres resultados importantes de este capítulo. En primer lugar, se descartaron algunas alternativas de sistemas de control para resolver la situación problemática. En particular, la habilitación del recierre de los reconectores y la utilización de PSS. Si bien no valía la pena evaluar la habilitación de este recierre cuando se desarrolló el presente proyecto, la situación podría ser diferente ahora que el operador de red ha emprendido obras que podrían minimizar las ocasiones en las que la planta queda aislada del sistema interconectado. Esta habilitación podría incluir la adición de un PSS.

En segundo lugar, se evaluó una resintonización de los controladores PID con el fin de mejorar el tiempo de respuesta ante eventos de pérdida súbita de carga, hallándose que no es posible hallar ganancias que permitan una respuesta suficientemente rápida ante perturbaciones importantes sin comprometer la estabilidad en operación normal.

Por último y más importante, se estudió la función de rechazo de carga existente en los gobernadores Woodward 2301E con los que cuentan los generadores de la planta estudiada. Se propuso una metodología de sintonización de los parámetros de esta función consistente en el planteamiento de un problema de optimización. Éste consiste en minimizar la desviación de la frecuencia con respecto a su valor nominal, al mismo tiempo que se minimizan las oscilaciones de potencia de los generadores cuando ocurre una pérdida de carga, tanto en ausencia como en presencia de desconexión de la red pública. Los parámetros obtenidos de esta optimización se sometieron a varias pruebas de desempeño, hallándose que habilitar la función de rechazo de carga con los valores propuestos aquí no pone en riesgo la operación de la planta en ninguna de las situaciones usuales a las que se puede ver enfrentada. En conclusión, se está proponiendo un sistema de control que resuelve el problema planteado.

5. Microrredes

Uno de los productos de este Trabajo Final de Maestría es el capítulo *Microgrids in Europe* en [RV17]. En el presente capítulo se hace una muy breve exposición del trabajo realizado allí, y de su relación con este proyecto final, que se puede considerar como apenas tangencial.

5.1. Introducción

Las microrredes se pueden definir como sistemas de potencia a pequeña escala, con varios generadores y consumidores, que pueden operar tanto aislados como conectados a la red pública. Por lo general, están asociadas a entidades de pequeña extensión geográfica, como una universidad, una empresa, un hospital o un conjunto residencial. Por este motivo, se trata de sistemas de baja y media tensión, con capacidades que no suelen superar los 10MW.

Si bien en el caso estudiado en este proyecto no hay varios consumidores, la planta cumple a grandes rasgos con las características de una microrred: hay varias unidades de generación, hay consumo y se puede operar conectado o desconectado de la red pública. Es cierto que no se tienen otras características, como gestión de la demanda o una red de distribución, pero se puede considerar que se tiene una microrred incipiente. Desde este enfoque, el problema que enfrenta la planta autogeneradora estudiada es uno conocido para los desarrolladores e investigadores de microrredes: la desconexión de la red o *islanding*. Por lo tanto, una revisión de la manera como el problema de *islanding* es encarado en las microrredes puede servir de inspiración para el problema estudiado en este proyecto.

Con esto en mente, y aprovechando la oportunidad planteada por el profesor Sergio Rivera, Ph.D., se incluyó como parte de la búsqueda bibliográfica del presente Trabajo Final una revisión del desarrollo e investigación de microrredes en Europa. Esta revisión llevó a una contribución al libro *Clean Energy Microgrids* [RV17]. A

continuación se hace una breve exposición del resultado de este estudio.

5.2. Microrredes en Europa

El capítulo *Microgrids in Europe* consiste en una compilación de las principales microrredes que existen en este momento en toda Europa, con una breve descripción de las más importantes de ellas. Además, se rescatan algunas de sus características generales. La más relevante de estas características se refiere a la motivación que existe en cada país o región para el desarrollo de microrredes. El desarrollo de microrredes en Europa se ha dado en el marco de la *transición energética*, que busca que el sector eléctrico europeo sea ambientalmente sostenible. En Estados Unidos, en cambio, uno de los principales motivos detrás de la investigación y el desarrollo en este tema es la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica, lo cual es una razón de peso en un país que es azotado anualmente por múltiples tormentas tropicales que producen numerosos cortes del servicio eléctrico.

En consecuencia, las microrredes europeas que se encontraron en la revisión corresponden, en su mayoría, a proyectos en los que se busca remplazar generadores de combustibles fósiles, o proyectos piloto de integración de fuentes de energía renovable no convencionales, como generadores eólicos y solares. Por este motivo, muchas de las microrredes encontradas están ubicadas en zonas no interconectadas, en donde antes del desarrollo de estos sistemas se usaban generadores diesel. Puesto que se trata de zonas no interconectadas, el fenómeno de *islanding* no existe para estas microrredes, por lo que no se presenta la situación estudiada en este trabajo.

En las microrredes que sí cuentan con conexión a la red pública, el fenómeno de *islanding* no es igual al que enfrenta un autogenerador de tecnología convencional como el que se estudia en este proyecto, puesto que las fuentes de energía renovable mencionadas hacen uso de inversores para la interconexión con la red pública. El comportamiento dinámico de un inversor no es igual al de un generador convencional: un desbalance entre generación y carga no conduce necesariamente a un aumento de la frecuencia de la microrred. En este campo existe un gran área de investigación y desarrollo, incluyendo estrategias de control como la programación de inercia virtual en inversores, con el fin de emular el comportamiento de un generador convencional durante fallas eléctricas. Otras técnicas de control incluyen una gestión activa de la demanda y la generación. Sin embargo, siendo un comportamiento diferente al

convencional, el estudio de estas técnicas de control no tiene una aplicabilidad directa al caso estudiado, por lo que no se profundiza al respecto.

No obstante, existe un área de investigación en microrredes que sí puede proporcionar un enfoque interesante para el problema del autogenerador estudiado: los dispositivos de almacenamiento de energía (ESS, por su sigla en inglés). Estos dispositivos permiten mantener el balance entre generación y demanda en el corto plazo (segundos o minutos) cuando sucede alguna perturbación mientras algún otro sistema de gestión de generación y consumo realiza una acción que permita mantener el balance de forma permanente. Existen distintos ESS, como baterías electroquímicas, dispositivos de compresión de aire, dispositivos de conversión de energía eléctrica a combustibles como gas o hidrógeno, dispositivos de inercia rotacional, entre otros. Algunos ESS, como las baterías electroquímicas, pueden tener un comportamiento tanto de generación como de consumo, dependiendo de la acción requerida.

5.3. Conclusiones para el caso de estudio

En suma, la revisión de técnicas y patentes usadas en las microrredes europeas para la gestión del fenómeno de *islanding* no condujo a la identificación de una técnica de control cuya aplicación directa en el caso que se estudia en este Trabajo Final de Maestría se haya considerado. Esto se debe a las diferencias tecnológicas existentes entre las microrredes modernas que integran fuentes de energía renovable no convencionales y una unidad generadora clásica.

El uso de ESS, que sí podría ser una solución válida para el problema planteado, no se estudió a fondo, ya que se halló una alternativa con una implementación más sencilla y económica, como es el sistema de control de rechazo de carga, que se muestra en el capítulo 4.

Si bien los resultados han llevado a que la relación del presente capítulo con este Trabajo Final de Maestría no sea más que tangencial, su desarrollo hizo parte de la etapa de revisión bibliográfica del mismo y condujo a la mencionada publicación en [RV17]. Por este motivo, se considera pertinente incluirlo en el presente documento.

6. Conclusiones y recomendaciones

En este capítulo se retoman brevemente los resultados de este trabajo, y se concluye sobre el cumplimiento de los objetivos trazados cuando se propuso el presente Trabajo Final de Maestría. Aquí se agrupan estos resultados alrededor de los objetivos específicos planteados en la Propuesta de Trabajo Final de Maestría: estudiar y describir los proyectos de control en microrredes en Europa; obtener un modelo de la planta autogeneradora de Turgas S.A.E.S.P. apropiado para el estudio de estabilidad; y diseñar y simular un sistema de control que permita reducir el número de apagones en la planta. En este capítulo se hacen, igualmente, varias recomendaciones para la continuación de este proyecto con miras a la implementación del sistema de control hallado aquí.

6.1. Conclusiones

El primer objetivo planteado para el presente proyecto fue estudiar y describir los proyectos de control de sistemas de potencia en microrredes en Europa con miras a estudiar la aplicabilidad de los métodos encontrados en la resolución de la situación problemática estudiada. Si bien la conclusión a la que se llegó es que los principios usados en el control de las microrredes europeas estudiadas¹ son difícilmente aplicables a esta situación de desconexión por cuenta de las diferencias tecnológicas en los generadores, la revisión y descripción propuesta se llevó a cabo satisfactoriamente, por lo que se puede concluir que se cumplió con el objetivo planteado.

El segundo objetivo planteado era la obtención de un modelo de la planta autogeneradora y la identificación de los parámetros relevantes para un estudio de estabilidad de la misma en el marco de la situación problemática originada por la desconexión. En el presente documento se evidencia que se obtuvo un modelo comple-

¹Los resultados de este estudio se condensan en la publicación del capítulo *Microgrids in Europe* del libro *Clean Energy Microgrids* [RV17].

to de los generadores y sus sistemas de control así como de las líneas, transformadores y cargas de la planta. Este modelo permitió el diseño del sistema de control propuesto. Durante el desarrollo de este modelo se halló que sólo los parámetros del modelo mecánico son relevantes para el caso estudiado. Además, se usó un método de identificación de estos parámetros por optimización mediante algoritmos genéticos a partir de datos tomados de dispositivos electrónicos inteligentes. Estos dos resultados pueden ser tenidos en cuenta para el estudio de otras plantas similares con el mismo propósito, lo que simplifica considerablemente el proceso de obtención del modelo. Es decir, se obtuvo allí la primera etapa de una metodología para la obtención de un sistema de control de plantas autogeneradoras ante desconexiones, como se había planteado.

Por último, se diseñó y probó un sistema de control de *rechazo de carga* con dos importantes características. Por un lado, como se requería, evita que la frecuencia de los generadores de la planta salga de su rango de operación admisible, lo que a su vez evita el apagón de la planta de tratamiento de gas. Por otro lado, el sistema propuesto aprovecha los equipos y funciones disponibles en los dispositivos existentes en la planta, lo cual simplifica y hace más barata su implementación. Esto concluye la metodología de control propuesta, que puede ser implementada en otras plantas autogeneradoras siguiendo un procedimiento similar al aquí expuesto. En otras palabras, el trabajo realizado aquí puede ser tomado como metodología de referencia para el estudio de un sistema de control de plantas similares, como se recomienda a continuación.

6.2. Recomendaciones

Finalizado el presente trabajo, el paso que se debería seguir es la implementación del sistema de control propuesto, para efectivamente disminuir, e incluso eliminar, la frecuencia de los apagones en la planta asociados a pérdida súbita de carga por desconexiones de la red pública. Para esta etapa, se recomienda tener en cuenta varios resultados del presente trabajo.

En primer lugar, en el presente estudio sólo se consideró una configuración del sistema eléctrico en el que el generador G04 no contribuye a la alimentación de la planta cuando ésta se encuentra aislada del sistema interconectado. Esto condujo a que el sistema de control de este generador no haga parte del sistema de control

propuesto. Si por algún motivo (por ejemplo mantenimiento en alguno de los otros generadores), la configuración cambiara y el generador G04 sí quedara conectado al sistema aislado, éste debería ser tenido en cuenta en el sistema de control de rechazo de carga. Si bien este trabajo no se incluyó aquí, sí se obtuvo un modelo del generador G04. Usando la misma metodología de sintonización propuesta en este trabajo, se podría obtener una configuración de la función de rechazo de carga del gobernador del generador G04 que permita evitar los apagones indeseados en otras configuraciones del sistema eléctrico.

En segundo lugar, se podrían repetir las pruebas de identificación de las válvulas de control de suministro de combustible, con el fin de eliminar la incertidumbre respecto a su ganancia. El hecho de haber considerado estas ganancias como unitarias obligó a definir límites de apertura superiores al 100 %. Esto podría revisarse para obtener un modelo más acorde con el comportamiento intuitivo.

Por último, dados los recientes trabajos realizados en la línea por parte del operador de red, podría evaluarse la habilitación del recierre en los reconectores que conectan la planta con el sistema interconectado. Para este estudio, se podría (y debería) usar el modelo obtenido en el presente Trabajo Final. La habilitación de los reconectores no necesariamente implica que el sistema de control de rechazo de carga que se propone aquí sea innecesario. En efecto, incluso con los trabajos emprendidos por el operador de red, una desconexión de la línea sigue siendo posible, por lo que la implementación del sistema de control de rechazo de carga sigue siendo recomendable.

A. Estudio de sobretensiones por descargas atmosféricas

ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES TRANSITORIAS DE

ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES TRANSITORIAS DE FRENTA LENTO Y RÁPIDO EN GENERADORES DE MEDIA TENSIÓN EN UN COMPLEJO INDUSTRIAL

Entrega Final

Tomás Valencia tvalencia@unal.edu.co, Luis Eduardo Perdomo leperdomoo@unal.edu.co, Dario Lemus dhlemusp@unal.edu.co

I. RESUMEN

El presente documento constituye la entrega final del proyecto propuesto el 25 de marzo de 2016 como proyecto final de la asignatura Análisis de Sobretensiones. Se trata del estudio de sobretensiones transitorias de frente lento y rápido en generadores de media tensión en una planta industrial con exportación de excedentes de generación.

En este documento se muestra en primer lugar el modelo usado para cada uno de los elementos presentes en el sistema simulado: generadores sincrónicos tradicionales, transformadores, líneas y descargadores de sobretensiones. Igualmente, se muestran los resultados de algunas pruebas hechas a estos modelos. En segundo lugar, se muestra el modelo del sistema completo, y los resultados obtenidos sobre éste. Se termina con un análisis de estos resultados que sugieren que el uso de descargadores de sobretensiones en las terminales de los generadores de media tensión no es necesario cuando éstos no son propensos a recibir descargas atmosféricas directamente.

Palabras clave: Modelo del generador, modelo del descargador de sobretensión, modelo del transformador, transitorios electromagnéticos.

II. INTRODUCCIÓN

En el presente trabajo se estudian transitorios electromagnéticos producidos por maniobras y descargas atmosféricas en una planta de tratamiento de gas natural y generación termoeléctrica ubicada en Piedras, Tolima. La planta tiene un consumo de energía eléctrica de alrededor de 2,2MW, y una capacidad de generación propia de 5,6MW, con tres generadores de 1875kW, 4,16kV. En el Anexo A se muestra el diagrama unifilar del sistema eléctrico de dicha planta.

El generador G4 fue instalado recientemente. Este generador fue entregado por el proveedor con descargadores de sobretensiones conectados a la salida del estator. Los otros dos generadores nunca han contado con estos dispositivos de protección. La motivación del presente proyecto es por lo tanto estudiar algunos transitorios electromagnéticos típicos en los generadores,

en particular los producidos por descargas atmosféricas y por maniobras de entrada y salida de generadores, con el fin de determinar si los generadores que en este momento no cuentan con descargadores deberían tenerlos, o si éstos son innecesarios.

La ejecución del proyecto se dividió en cuatro etapas: recolección de información sobre características de los elementos presentes en la planta bajo estudio, modelamiento de cada elemento individualmente, simulación de los transitorios de interés en el sistema modelado en el software ATP-EMTP y análisis de los resultados obtenidos de las simulaciones. A continuación se muestran los resultados obtenidos de esta ejecución, que permitieron llegar a la conclusión de que en el caso considerado, la adición de nuevos descargadores de sobretensiones en los generadores que no cuentan con ellos no es necesaria.

III. METODOLOGÍA

La primera etapa del proyecto consistió en la simplificación del sistema a estudiar, y la consecución de toda la información que fue posible reunir sobre éste. Durante esta simplificación se identificaron los elementos constitutivos del sistema. En la segunda etapa, se modeló cada uno de los elementos identificados, y se comprobó el correcto funcionamiento de cada modelo. Luego, se integraron todos los elementos en un modelo completo, y se obtuvieron simulaciones de éste. Por último, se analizaron los resultados obtenidos para emitir la recomendación ya mencionada.

A continuación se expone con mayor detalle cada una de las etapas que se mencionaron anteriormente.

A. Recolección de información

Para estudiar el problema planteado, se comenzó por simplificar el sistema a estudiar. En primer lugar, se decidió que se estudiaría únicamente la configuración correspondiente a la operación normal (ver Anexo A). En esta configuración, no se tiene en cuenta el transformador TF03, ni la conexión entre los dos barrajes de 4,16kV a través de S03. Además, se determinó que el barraje de 13,2kV (incluyendo el transformador TF04) no es de interés para el presente estudio. Igualmente, sólo se

tuvieron en cuenta los descargadores de sobretensiones del generador G4. En realidad, hay más descargadores en el nivel de tensión de 34,5kV, pero inicialmente se decidió sólo considerar aquellos cuya pertinencia se está evaluando. Más adelante se ve que esta simplificación no se consideró adecuada.

Tras estas simplificaciones, se recopiló toda la información técnica a la que se tuvo acceso sobre los elementos a estudiar. En el Anexo B se muestra el diagrama unifilar del sistema simplificado con características y longitud de conductores y características de los transformadores. Además, en el Anexo C se muestra la información técnica de los generadores y en el Anexo D se muestra la información a la que se tuvo acceso de los descargadores de sobretensiones. Este último anexo no corresponde exactamente a los descargadores que se encuentran montados en el generador bajo estudio, sino a la nueva generación de la misma familia de descargadores del mismo fabricante. Debido a la edad de los dispositivos, no fue posible encontrar en la página web del fabricante información sobre los descargadores originales. Se confía en que la diferencia entre estas dos familias no es significativa y no afectará el resultado de la simulación.

Una vez reunida toda esta información, se procedió a modelar los distintos elementos presentes en el sistema que se estudiará.

B. Modelamiento de elementos individuales del sistema

Se puede ver en el diagrama unifilar del sistema bajo estudio (Anexo B) que hay cuatro tipos de elementos en el sistema eléctrico: generadores (3), transformadores (4), líneas y descargadores de sobretensiones. A continuación se muestra el proceso de modelamiento de cada uno de estos elementos.

Descargadores de óxido de zinc en media tensión

Los descargadores DPS1 presentes en el generador G4 son, como se puede ver en el Anexo D, descargadores de óxido de zinc.

Los descargadores de ZnO son dispositivos de protección contra sobretensiones comúnmente usados en sistemas de media y alta tensión. Su funcionamiento es similar al de los varistores, dado que su comportamiento principal está dictado por la resistencia de óxido metálico. Es decir, son dispositivos con un comportamiento de tensión vs corriente no lineal, que permiten muy poco paso de corriente cuando la tensión en sus bornes es menor a cierto valor, y ofrecen muy poca resistencia al paso de corriente cuando la tensión supera ese valor.

Existen varios modelos usados ampliamente en la literatura para los descargadores de media tensión, entre los que se destacan el modelo de frecuencia variable propuesto por el grupo de trabajo de IEEE, y el modelo convencional. En la Figura 1 se muestra el modelo convencional, que fue el elegido en este trabajo. En este modelo:

R_v es una resistencia no lineal ideal que representa la no linealidad del varistor,

L es la inductancia de las líneas mediante las que se conecta el varistor al circuito a proteger,

C es la capacitancia del varistor,

R_z es la resistencia de fuga y

R_b es la resistencia del óxido de zinc.

En [1] se hizo el trabajo de modelar varios varistores en ATP, usando tres expresiones para definir la resistencia no lineal R_v : una exponencial, una logarítmica y una lineal a trozos (tipo 99). Se halló que la que mejor emula el comportamiento real de un varistor, entre las alternativas estudiadas, es el modelo no lineal tipo 99.

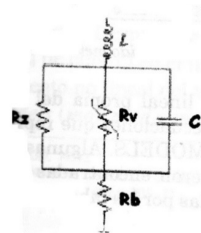


Figura 1. Modelo convencional del varistor [1]

De los datos técnicos del anexo D se extrajeron seis puntos de la curva tensión versus corriente para el varistor modelado. Estos puntos se introdujeron en el modelo R99 en ATP. Además se usaron los siguientes valores para los demás parámetros, con base en el trabajo hecho en [1].

L : 10nH

C : 800 pF

R_z : 100MΩ

R_b : 4mΩ

Para probar el modelo elegido, se montó el circuito de la Figura 2. Se conectó una carga de prueba (a proteger) en paralelo con el descargador, y se inyectó una corriente tipo Heidler 8-20μs, con valor pico de 8kA.

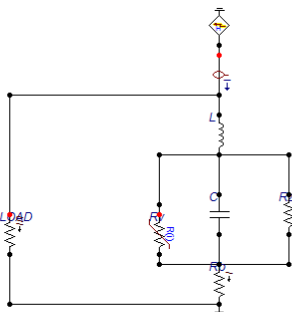


Figura 2. Circuito de prueba del modelo del descargador de media tensión en ATP.

En la Figura 3 se muestran la corriente inyectada, la corriente en el descargador, la corriente en la carga y la tensión sobre la carga, según lo que se obtuvo de la simulación en ATP.

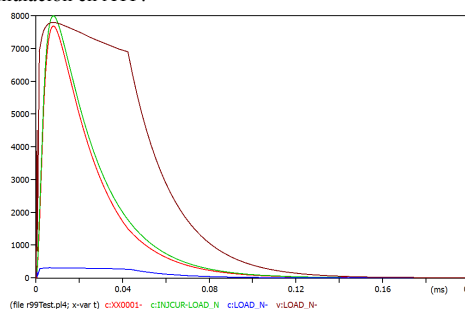


Figura 3. Resultado de la simulación del descargador de media tensión.

En verde: corriente inyectada [A]
En rojo: corriente en el descargador [A]
En azul: corriente en la carga [A]
En marrón: tensión sobre la carga [V]

Como se puede ver, el comportamiento del descargador durante la inyección de corriente tipo rayo es la esperada: él conduce la mayor parte de la corriente y limita la tensión sobre la carga a un valor pico de 7800V, por debajo del límite admisible para este nivel de tensión (BIL), que es de 60kV.

Este modelo está por lo tanto listo para ser implementado en la simulación del sistema completo.

Generadores

Los tres generadores que se tienen en el sistema a simular son generadores síncronos tradicionales. No se pretende en este documento tratar a fondo el tema de

máquinas síncronas, ni mostrar el modelo exhaustivo, con todos los detalles que se tienen en cuenta dentro de un generador, pero sí se dará una breve descripción del modelo usado para los generadores en el presente proyecto, con base en la teoría encontrada en [2].

Cuando se desea estudiar el efecto de transitorios electromagnéticos en máquinas síncronas, se las suele modelar mediante la transformada de Park, que descompone los devanados del rotor y estator en un devanado que rota con el rotor (llamado eje directo) y otro rotando a noventa grados del primero (llamado eje de cuadratura).

Además, para analizar transitorios se simplifica el modelo mediante la siguiente aproximación: se considera que la respuesta de un generador ante una perturbación es la suma de tres modos sinusoidales: uno que decae muy rápidamente (llamado subtransitorio), uno que decae más lentamente (llamado transitorio) y uno permanente (llamado síncrono). Esto se puede ilustrar en la siguiente ecuación de corriente en función de la tensión en los bornes de un generador durante un corto circuito.

$$i(t) = \frac{E}{X_d} + E \left(\frac{1}{X_d'} - \frac{1}{X_d} \right) e^{-\frac{t}{T_d'}} + E \left(\frac{1}{X_d''} - \frac{1}{X_d'} \right) e^{-\frac{t}{T_d''}}$$

donde:

X_d es la reactancia síncrona de eje directo

X_d' es la reactancia transitoria de eje directo

X_d'' es la reactancia subtransitoria de eje directo

T_d' es el tiempo de decaimiento del modo transitorio

T_d'' es el tiempo de decaimiento del modo subtransitorio

E es la tensión interna del generador, e incluye la función sinusoidal.

Para un estudio completo se definen, además, estos mismos parámetros para el eje de cuadratura, para los que se usa el subíndice q . Usualmente, todos estos parámetros son dados por el fabricante del generador, normalmente en por unidad.

Para el caso de los generadores que se simularán, se tienen las fichas técnicas emitidas por el fabricante. Los generadores G2 y G3 tienen parámetros idénticos, mientras que el generador G4 (más reciente) tiene otro juego de parámetros. Estos se pueden ver en el Anexo C.

El software ATP ofrece varias formas de modelar máquinas síncronas. Para este trabajo se tomó la máquina SM59, que permite ingresar los parámetros en el formato que se mostró anteriormente (otra posibilidad, por ejemplo, es ingresar inductancias propias y mutuas de los devanados en mH, y otros datos geométricos). Todos los parámetros eléctricos necesarios para definir el modelo se tomaron de la ficha técnica que se ve en el Anexo C.

Además de los parámetros eléctricos, también son importantes para una simulación de transitorios algunos parámetros mecánicos de la máquina. En particular, la inercia del rotor y del motor primario. Esto es, si el estudio que se desea hacer es de baja frecuencia, con miras a determinar si se compromete la estabilidad del sistema eléctrico.

El enfoque del presente trabajo es determinar si transitorios de frente rápido y lento comprometen la integridad dieléctrica del generador, para determinar si es necesario añadir protección contra sobretensiones. Es decir, no se incluye dentro del alcance del proyecto un estudio de estabilidad. En este orden de ideas, la inercia de la máquina no es muy relevante. Por este motivo, se decide dejar estos parámetros mecánicos en los valores por defecto del modelo SM59.

Los generadores síncronos tienen dos variables de entrada: la potencia mecánica del motor primario y la corriente de campo del rotor. En generadores reales, como los de la planta bajo estudio, cada entrada tiene su sistema de control. Al sistema de control de potencia mecánica se le llama gobernador, y permite controlar la velocidad del motor (es decir la frecuencia de la onda eléctrica) o la potencia real generada. El sistema de control de excitación controla la tensión generada o la potencia reactiva.

Para estos dos sistemas de control es válido lo mismo que se expuso sobre los parámetros mecánicos: sólo son relevantes en el marco de un estudio de estabilidad. Por el mismo motivo expuesto anteriormente, se decide entonces no incluir los sistemas de control de excitación y de alimentación de potencia mecánica dentro del modelo del generador. Las salidas de éstos se tomaron constantes en valores nominales.

Se montaron dos circuitos para poner a prueba el modelo de los generadores. En uno, se probó el generador en estado estable, con carga nominal. Para modelar esta carga se usó un circuito RL balanceado en delta. Se usaron valores de resistencia de $17,7\Omega$ y de reactancia de $13,3\Omega$, lo que corresponde, con una alimentación de $4160V_{L-L}$, a una carga de $1875kW$ con factor de potencia de 0,8 en atraso. En la Figura 4 se muestra este circuito de prueba.

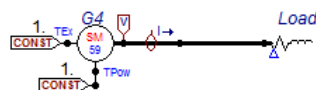


Figura 4. Circuito de prueba del modelo del generador. Carga nominal en estado estable.

En el segundo circuito, se modelaron dos cargas y dos generadores idénticos al del caso anterior. Además, se simuló la desconexión de una de las cargas tras 5ms de

simulación, suponiendo que se empieza en estado estable. El software no permite que un generador quede conectado directamente a un interruptor, por lo que se añadió una línea con parámetros distribuidos con valores por defecto ($Z=500\Omega$, $v=c$) entre el generador y el interruptor. En la simulación final, lógicamente, se usaron los parámetros que corresponden a la línea real. En la Figura 5 se muestra este circuito de prueba.

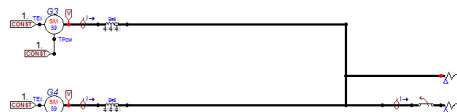


Figura 5. Circuito de prueba del modelo del generador. Dos generadores, dos cargas y apertura de circuito.

La simulación del generador en condiciones de estado estable no supuso mayores problemas. Se pudo comprobar que la forma de onda de tensión y corriente es la esperada, como se aprecia en las Figuras 6 y 7.

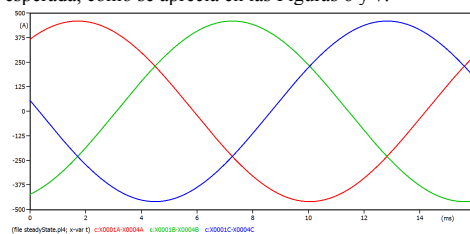


Figura 6. Corrientes en el generador (tres fases). Circuito de prueba de estado estable.

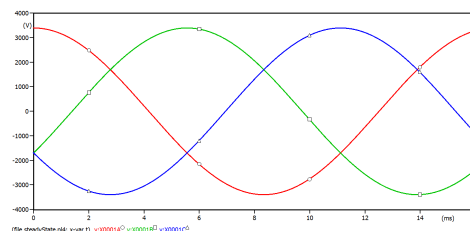


Figura 7. Tensiones en el generador (tres fases). Circuito de prueba de estado estable.

Se puede ver que, como se esperaba, con una carga nominal balanceada de $1875kW$, con factor de potencia de 0,8, se obtienen tensiones y corrientes balanceadas trifásicas, con valores nominales ($4160V_{L-L,RMS}$, $325A_{RMS}$).

La simulación de la apertura de un interruptor, en cambio, sí supuso un reto. Al definir la apertura del interruptor de forma inmediata en un tiempo arbitrario, se obtuvo del software un error informando que el método numérico había dejado de converger inmediatamente después de la apertura del interruptor. Este comportamiento es comprensible, puesto que se está cambiando la configuración de la red abruptamente, lo que le causa problemas a aquellos elementos cuyo modelo depende de valores pasados de corrientes y tensiones (como las inductancias presentes en el generador).

Este problema se solventó habilitando la función que tiene el modelo de interruptor en ATP de emular el comportamiento real de un interruptor. Es decir, no interrumpir la corriente de forma inmediata, sino que se aprovecha el siguiente cruce por cero de la onda sinusoidal para hacerlo. Esto se simula en ATP haciendo que la corriente tome el valor de cero la primera vez que su magnitud sea inferior a cierto umbral programable, después del tiempo programado como tiempo de apertura. Arbitrariamente, se tomó este umbral en 15A, es decir alrededor del 5% de la corriente nominal del generador.

Una vez habilitada esta función, el circuito se pudo simular exitosamente, como se muestra en las Figuras 8 y 9. Se puede observar que la corriente en la carga desconectada no se vuelve cero de inmediato en todas las fases, sino que cada una se anula durante su siguiente cruce por cero. Igualmente, se puede observar el cambio que la desconexión de esta carga provoca en la corriente de salida de uno de los generadores.

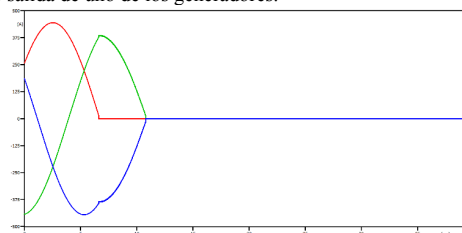


Figura 8. Corriente en la carga desconectada.

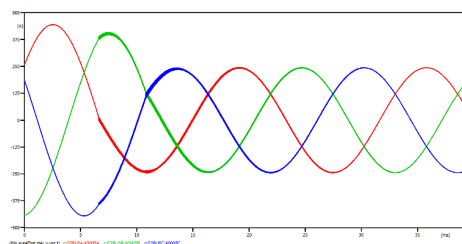


Figura 9. Corriente en uno de los generadores al desconectar carga.

Se puede ver por lo tanto que el modelo funciona correctamente y puede ser implementado en el modelo del sistema completo bajo estudio.

Transformadores

Diversas investigaciones relacionadas con el modelamiento de los transformadores respecto a la frecuencia de la señal incidente [3, 4, 5, 6], dan a conocer que existen modelos de transformador para rangos específicos de frecuencia. En la Tabla I se presenta la importancia de cada componente del transformador según el rango de frecuencia de trabajo, siendo I poco importante, II importante y III muy importante.

TABLA I
IMPORTANCIA DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR CON BASE EN LA RAPIDEZ DEL TRANSITORIO [5]

PARÁMETRO/ EFECTO	BAJA FRECUENCIA	FRENTE LENTO	FRENTE RÁPIDO	FRENTE MUY RÁPIDO
IMPEDANCIA CORTOCIRCUITO	III	III	II	I
SATURACIÓN	III	II	I	I
PÉRDIDAS EN EL HIERRO	II	I	I	I
CORRIENTES PARÁSITAS	III	II	I	I
ACOPLAMIENTO CAPACITIVO	I	II	III	III

Los valores típicos de la rama capacitiva corresponden al rango de un nano faradio. El valor implementado en la simulación de EMTP-ATP ha sido de 5 nF. Esto se debe a que en [5], presenta este valor como aquel que permite la máxima transferencia de potencia para niveles de tensión similares a los presentes en este caso de estudio.

Las características de los transformadores asociados al caso de estudio se presentan en la Tabla II:

TABLA II
CARACTERÍSTICA DE LOS TRANSFORMADORES ASOCIADOS

NODO	POTENCIA [MVA]	VOLTAJE PRIMARIO [kV]	VOLTAJE SECUNDARIO [kV]	CONEXIÓN DEVANADOS
TF01	2.5	4.36	34.5	D – Y
TF02	2.5	4.16	34.5	D – Y
TF04	1	13.2	34.5	D – YN
TF05	1	0.460	4.16	D – YN
TF06	3	0.460	4.16	D – YN

A manera de ejemplo, se presenta el modelo del transformador TF02. Los valores de potencia y tensión nominal en los devanados primario y secundario al igual que el grupo de conexión de la máquina se presentan en la Tabla II. La impedancia de circuito de este elemento es de 6,14 % y el modelo utilizado en el software para la representación ha sido el modelo BCTRAN. Se ha estimado que la máquina puede llegar a perder en la

prueba de circuito abierto hasta 13,5W. Esto se ejemplifica en la Fig. 10.

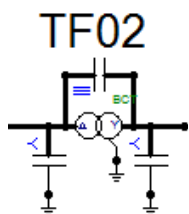


Figura 10. Modelo del transformador. Incluye rama capacitiva para respuesta a alta frecuencia.

Dado que no fue posible obtener datos detallados sobre el sistema de puesta a tierra, se ha estimado un sistema de puesta a tierra sólido.

Como circuito de prueba del transformador se conectó simplemente un generador ideal a su devanado de baja tensión, y se dejó el lado de media tensión en vacío.

La respuesta obtenida por el transformador TF02 a la prueba de energización por el devanado de baja, sin carga, se presenta en la Fig. 11.

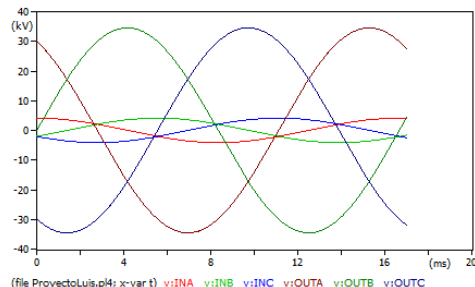


Figura 11. Tensión en los devanados primario y secundarios del transformador TF02 en prueba en vacío.

Se puede observar que la alimentación es de $4.16 \text{ V}_{L-L, \text{RMS}}$ y la salida se encuentra del orden de $34.5 \text{ kV}_{L-L, \text{RMS}}$, como se esperaba.

Líneas

Como se puede ver en el diagrama unifilar (ver Anexo B), hay tres tipos de líneas en la instalación que se simuló: líneas aéreas, líneas subterráneas, y líneas en bandeja.

Para el modelamiento de las líneas se sigue la guía dada en [7], en la que se modelan líneas aéreas y subterráneas con ayuda de la herramienta LCC (*Line and Cable Constants*) de EMTP-ATP.

Esta herramienta permite modelar las líneas como modelos de Bergeron (capacitancias, inductancias y resistencias distribuidas) a partir de la información geométrica de las líneas y cables (radios de conductores y aislamientos, distancias entre éstos, entre otras).

La información geométrica se obtuvo, con ayuda de las referencias que se obtuvieron del levantamiento de la primera etapa del proyecto, a partir de un catálogo del fabricante [8].

Esta herramienta permite crear plantillas, por lo que sólo es necesario hacer un modelo para cada tipo de cable, y éste se puede reutilizar, ajustándolo cada vez a la longitud que corresponda. En el sistema bajo estudio se tienen sólo cuatro modelos distintos: la línea aérea y los cables de calibre MCM300, MCM350 y MCM750. Estas plantillas se pueden ver en la Figura 12, en la esquina superior izquierda.

Como circuito de prueba del modelo de las líneas se usó la simulación del sistema real, en estado estable.

C. Simulación del sistema completo

Después de preparar y probar el modelo de cada elemento por separado, se procedió a la integración de los mismos con el fin de reproducir el sistema a estudiar en el software EMTP-ATP.

La Figura 12 presenta el esquema unifilar implementado en el software EMTP-ATP. Obsérvense las plantillas de los cables modelados en la esquina superior izquierda. En esta figura se muestran las tensiones de estado estable en cada nodo del sistema, en condiciones nominales. De esta forma se comprueba que el funcionamiento de todo el modelo si es el esperado (en estado estable).

Como se puede observar, este modelo corresponde al diagrama unifilar simplificado mostrado en el Anexo B, modelando la interconexión con la barra infinita como una carga, puesto que se modela la situación normal de la planta, en la que se exportan los excedentes de generación.

Se modelan dos transitorios típicos: un impacto de rayo en una de las líneas en el punto de interconexión con la red pública, y maniobras de apertura y cierre de los interruptores de los tres generadores (las cuales se modelan como una apertura con recierre). El impacto de rayo se supone en el punto de interconexión con la red pública (nodo SIN). Se modela como una fuente de corriente tipo Heidler $8\text{-}20\mu\text{s}$ de 4 kA de valor pico. Se modela que ésta impacta sólo una de las tres fases.

En la siguiente sección se muestran los resultados de las simulaciones realizadas y se discute sobre estos resultados. Luego se realiza un pequeño ajuste al modelo, se muestran los resultados con este ajuste y se concluye

ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES. 2016-I

7

respecto a la necesidad de descargadores de sobretensiones en los bornes de los generadores.

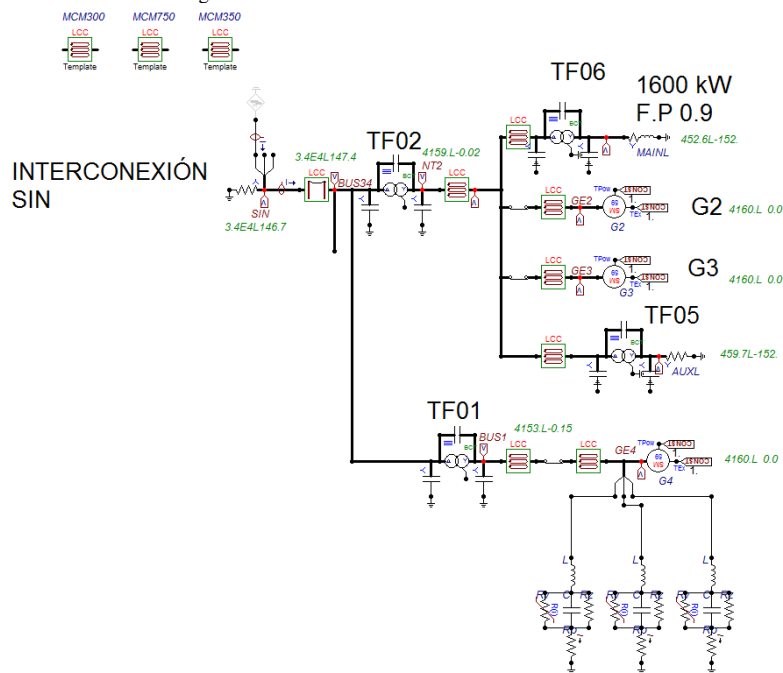


Figura 12. Esquema unifilar implementado en el software EMTP - ATP.

IV. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En esta sección se muestran los resultados de las simulaciones realizadas. Se discute sobre la necesidad de ajustar el modelo agregando descargadores de sobretensiones a la línea aérea de 34,5kV, y se comentan los resultados de las simulaciones tras ese cambio.

A. Sobretensiones transitorias producto de impactos directos en red de distribución aérea

La Figura 13 presenta el pulso de corriente inyectado al sistema de distribución en la red aérea. El valor pico corresponde a 4 kA y una forma de onda es 8/20 μ s.

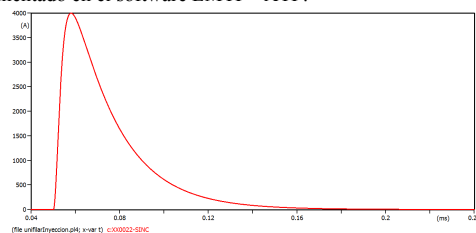


Figura 13. Impulso de corriente tipo Heidler inyectado al sistema de distribución.

Las gráficas de las Figuras 14 y 15 muestran las sobretensiones que ocurren en diversos puntos del sistema ante el impacto de una corriente de rayo en la red de interconexión – SIN. Se muestra el efecto de esta corriente sobre uno de los generadores no protegidos (G2), sobre el generador protegido (G4) y sobre los devanados de alta de los transformadores TF01 y TF02 (nodo BUS34).

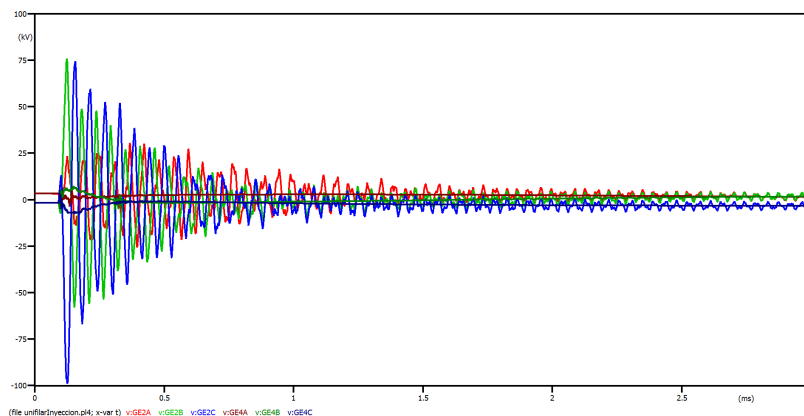


Figura 14. Sobretensiones transitorias en las tres fases en generadores 2 (colores claros) y 4 (colores oscuros) sin DPS en 34,5kV.

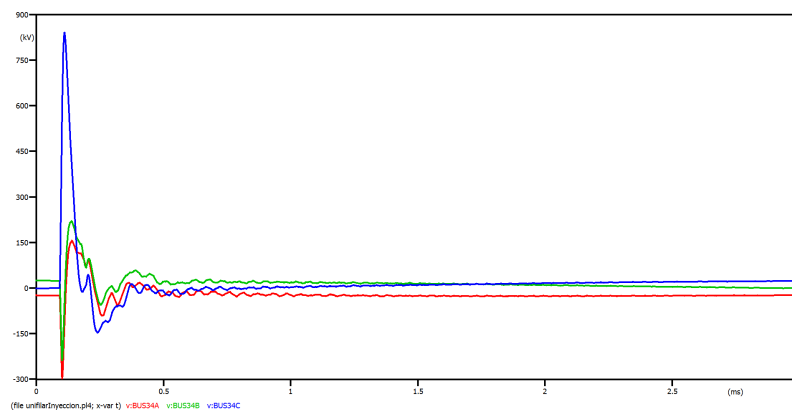


Figura 15. Sobretensiones transitorias en nodo BUS34 sin DPS en 34,5kV.

El nivel de aislamiento ante sobretensiones transitorias de origen atmosférico - BIL, corresponden al 90 % de probabilidad de no disrupción en aislamientos de tipo no regenerativos. Los sistemas de distribución correspondientes a los niveles de tensión de 13.2 kV y 34.5 kV, son diseñados para soportar esfuerzos dieléctricos de hasta 95 kV y 170 kV. Este valor es el que se usó en este trabajo para determinar si las sobretensiones alcanzan valores que pongan en riesgo la integridad de los generadores.

En la Figura 14 se observa claramente que los dispositivos de protección contra sobretensiones limitan considerablemente el pico máximo al que se ven sometidos los generadores ante la ocurrencia de una descarga atmosférica en la línea aérea. Mientras el generador protegido (G4) percibe una tensión máxima del orden de 8kV, el generador no protegido (G2) percibe una de casi 100kV. Este valor excede el máximo esfuerzo al que se debe someter el aislamiento de estos generadores, teniendo en cuenta que el BIL para este nivel de tensión (4,16kV) es de 60kV. Esto parece sugerir que el uso de descargadores sí es recomendable para proteger el aislamiento del estator de los generadores.

Sin embargo, al estudiar la Figura 15, se observa que la tensión en el devanado de alta de los transformadores alcanza un valor pico muy por encima del BIL de 34,5kV, que es de 170kV. Esto indica que, aun protegiendo los generadores con DPS, si éstos no se agregan también en 34,5kV, los transformadores se verán averiados. Estudiar el sistema sin esta protección, por lo tanto, no es realista.

Se modifica entonces el modelo para tener en cuenta los DPS en 34,5kV. El modelo de estos descargadores se obtiene a partir del mismo catálogo que se usó para los de 4,16kV (Anexo D).

A continuación se muestran el nuevo modelo y las tensiones en los nodos relevantes del sistema.

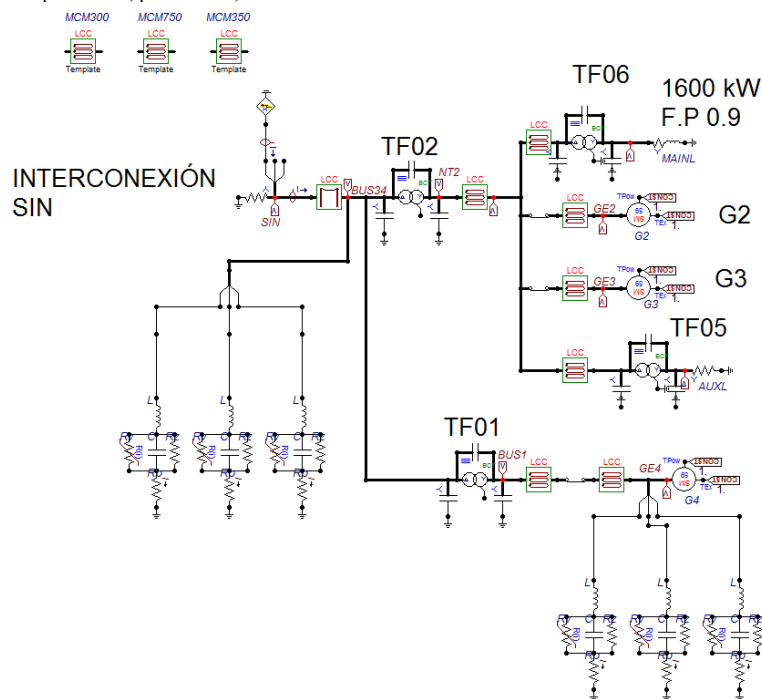


Figura 16. Modelo de sistema completo con DPS en 34,5kV.

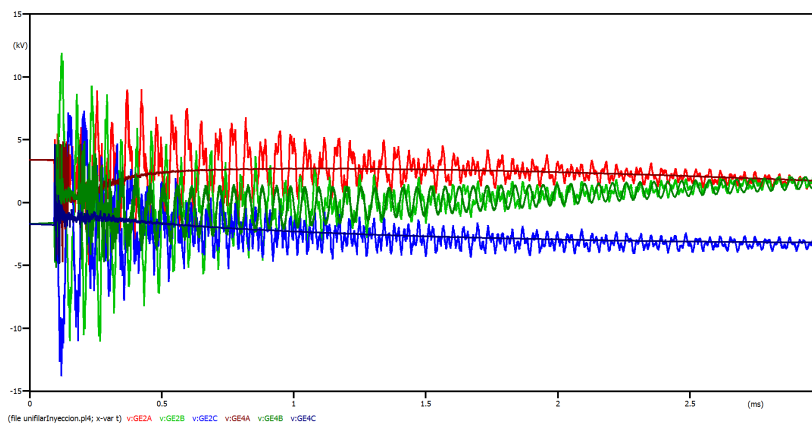


Figura 17. Sobretensiones transitorias en las tres fases en generador protegido (G4: colores oscuros) y generador sin protección (G2: colores claros), considerando DPS en 34,5kV.

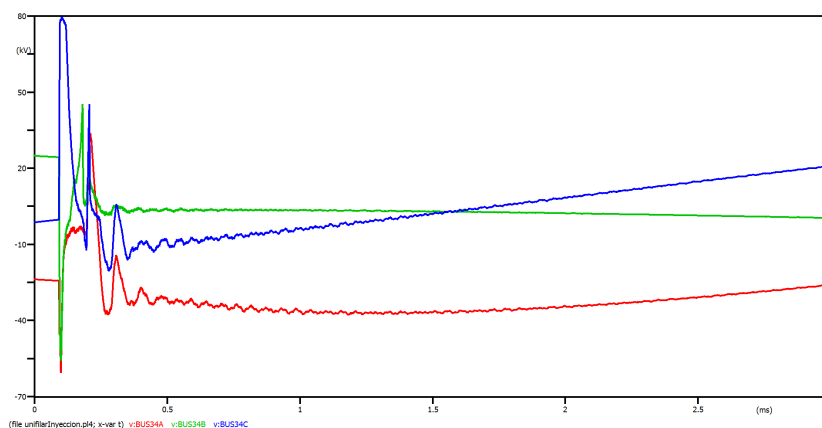


Figura 18. Sobretensiones transitorias en las tres fases en nodo BUS34.

En la Figura 17 se observa que en este caso, si bien las sobretensiones alcanzan valores menores en el generador protegido que en el no protegido, los valores alcanzados en el generador no protegido no son preocupantes (13kV pico), puesto que están muy por debajo del BIL de este nivel de tensión. En la Figura 18 se comprueba que, como se esperaba, la adición de DPS en 34,5kV limita la sobretensión sobre los devanados de los transformadores a valores inferiores al BIL de este nivel de tensión, y por lo tanto seguros.

Recapitulando, se halló entonces que, si no se tiene en cuenta la protección contra sobretensiones en la línea

área, sí es necesario añadir DPS a los generadores desprotegidos para que no se sobreesfuerce el aislamiento del estator. Sin embargo, ese caso no es realista, puesto que en esa situación la sobretensión causaría daños considerables a los transformadores, por lo que no contar con esa protección no es recomendable.

Teniendo en cuenta esta protección, es decir el caso realista, no es necesario añadir estos descargadores para limitar las sobretensiones en los terminales de los generadores a niveles seguros.

B. Sobretensiones transitorias producto de operaciones de maniobra en el sistema

Apertura

Se simuló apertura de cada uno de los tres generadores por separado. En todos los casos, se hallaron

sobretensiones muy inferiores al BIL de 4,16kV (60kV). A continuación, en las Figuras 19, 20 y 21, se muestran los resultados al considerar la apertura del generador G4. Los demás casos tienen un comportamiento muy similar, por lo que no se muestran aquí. Se pueden encontrar en el Anexo E.

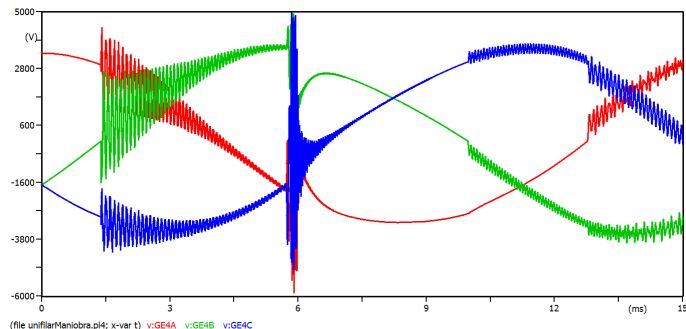


Figura 19. Tensión en las tres fases del generador G4 durante apertura del interruptor de G4.

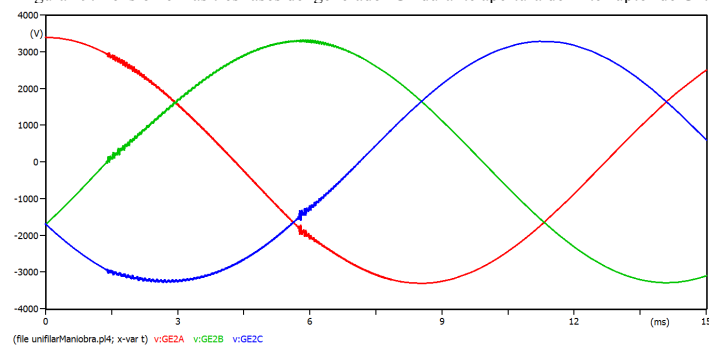


Figura 20. Tensión en las tres fases del generador G2 durante apertura del interruptor de G4.

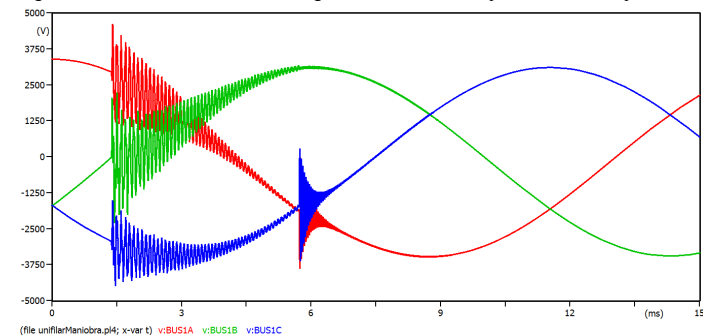


Figura 21. Tensiones en el nodo BUS1 durante apertura del interruptor de G4.

Como se ve, los valores alcanzados durante el transitorio no llegan a valores preocupantes para la integridad del aislamiento en ninguno de los generadores, ni en el devanado del transformador TF01 por baja.

Cierre

Se simuló un recierre del interruptor de cada generador para estudiar las sobretensiones producidas por esta maniobra. A continuación, en las Figuras 22 y 23, se muestran los resultados de la apertura y posterior recierre del interruptor del generador 4. Los demás casos son muy similares, y se muestran en el Anexo E.

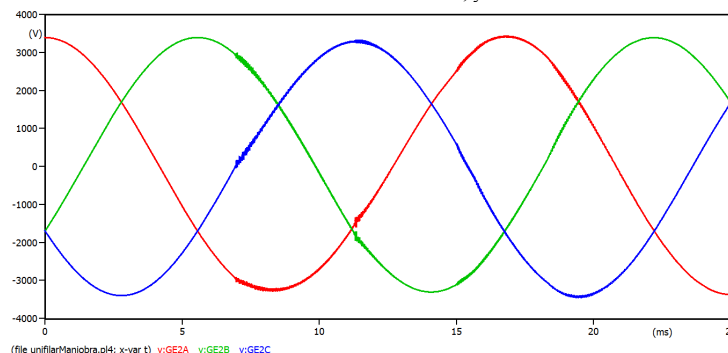


Figura 22. Tensiones en generador 2 durante recierre del interruptor de G4.

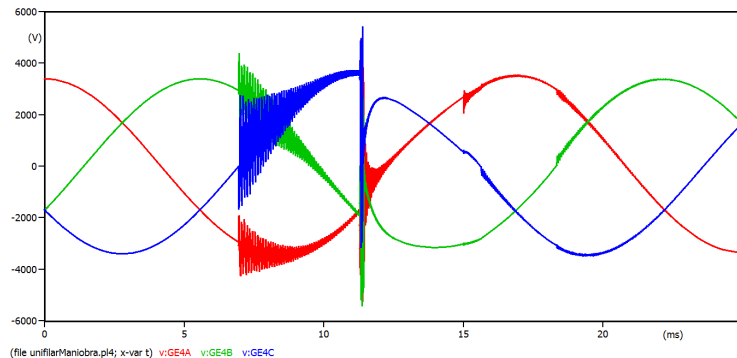


Figura 23. Tensiones en generador 4 durante recierre del interruptor de G4.

En este caso, como en el de apertura, las sobretensiones encontradas no alcanzan valores que pongan en riesgo el aislamiento de los generadores.

V. CONCLUSIONES

En suma, en este trabajo se pudo simular exitosamente el comportamiento de las tensiones en los terminales de generadores de media tensión en una planta industrial durante transitorios electromagnéticos producidos por descargas atmosféricas y por maniobras normales de cierre o apertura de interruptores. Esto se hizo considerando un generador protegido por descargadores de sobretensiones conectados a sus terminales, y

generadores sin esta protección, con el fin de compararlos y concluir sobre la necesidad de estos dispositivos.

Se halló que si no hay más DPS en el circuito, sí son necesarios estos dispositivos para proteger los generadores de las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas. Sin embargo, estos dispositivos no alcanzan a proteger otros equipos importantes del sistema, como por ejemplo transformadores de media tensión. Una vez añadidos los elementos de protección para los transformadores, se halló que no es necesario instalar DPS en los terminales de los generadores.

Por último, las sobretensiones producidas por maniobras no tienen una amplitud lo suficientemente grande para poner en riesgo la integridad del aislamiento en el estator de cada generador, incluso sin protección

contra sobretensiones. Es por lo tanto innecesario añadir estos dispositivos a los generadores que en este momento no cuentan con ellos.

Para terminar, cabe mencionar que este trabajo permitió apreciar las bondades del software ATP-EMTP para este tipo de análisis. Sería interesante plantear una continuación del presente proyecto, ampliando el alcance a un estudio de estabilidad, y modelando también los sistemas de control que en este trabajo se simplificaron. Si bien no se usaron en la versión final que se muestra en este documento, durante el desarrollo se tuvo la oportunidad de trabajar con las herramientas MODEL y TACS de ATP-EMTP, lo que facilitaría un trabajo de esta naturaleza.

VI. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Grupo de Investigación en compatibilidad electromagnética EMC-UN, «Descargadores de ZnO en media tensión.» de *Modelamiento de Protecciones Utilizando ATP*, Bogotá, Universidad Nacional de Colombia, 2008, pp. 73-81.
- [2] J. Grainger y W. Stevenson, «La Máquina Sincrónica.» de *Análisis de Sistemas de Potencia*, Juárez, McGraw-Hill, 1996, pp. 118-127.
- [3] P. Chowdhuri, *Electromagnetic transients in power systems*, New York: John Wiley & Sons INC, 1996.
- [4] V. Coorey, *The lightning flash*, London: The Institution of Engineering and Technology, 2008.
- [5] J. Matínez Velasco, «Sobretensiones en redes eléctricas.» de *Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión*, Madrid, McGraw Hill - Interamericana de España, SAU, 2008, pp. 35-108.
- [6] A. Piantini, «Lightning protection of low-voltage networks.» de *Lightning protection*, London, The Institution of Engineering and Technology, 2010, pp. 553-634.
- [7] E. Haginomori, T. Koshiduka, J. Arai y H. Ikeda, «Modeling of System Components. Overhead Transmission Lines and Underground Cables.» de *Power System Transient Analysis*, John Wiley & Sons, 2016, pp. 17-37.
- [8] Procables, *Cables ACSR - Cables Media Tensión Aislados 90°C*, Bogotá: Procables S.A., 2013.

B. Pruebas de sistema de excitación

En la Figura B.1 se ve el modelo usado para la primera prueba de evaluación de modelos de excitación. Ambos modelos son idénticos, salvo por el modelo usado para el sistema de excitación. El modelo *DECS100 Brushless Exciter* usa un excitador sin escobillas, mientras que el modelo *DECS100 Direct Exciter* supone un sistema con escobillas, de excitación directa. En ambos casos, el controlador del sistema de excitación es el modelo del controlador DECS-100, configurado en modo de control de voltaje ($VAR=0$).

Las pruebas conducidas consistieron en:

- Pérdida de carga: apertura del interruptor R03 en $t=1$ y cambio de modo de operación del gobernador de *baseload* a *isochronous* en $t=1,04s$.
- Pérdida menor de carga: apertura de SG5 en $t=1$ sin cambio de modo de operación del gobernador.
- Cambio de referencia: Se conecta a la señal P_{ref} del gobernador una señal que empieza constante en 0,8 y sube a partir de $t=1$ con pendiente 0,02 p.u./s durante 6s.

En la Figura B.2 se ve el modelo de MATLAB usado para el experimento de evaluación de excitador con escobillas vs modelo sin escobillas con dos generadores. En este caso, los gobernadores de ambos generadores trabajan en modo *baseload*. El sistema de control de excitación del primer generador es el modelo del controlador DECS-100, configurado en modo de control de reactivos ($VAR=1$). El sistema de control de excitación del segundo generador es un AVR común, por lo que se usa el modelo *AC1A* para el modelo con escobillas y uno idéntico pero sin el excitador *brushless* para el otro.

Las pruebas conducidas son iguales a las del ejercicio con un generador, excepto la de cambio de referencia:

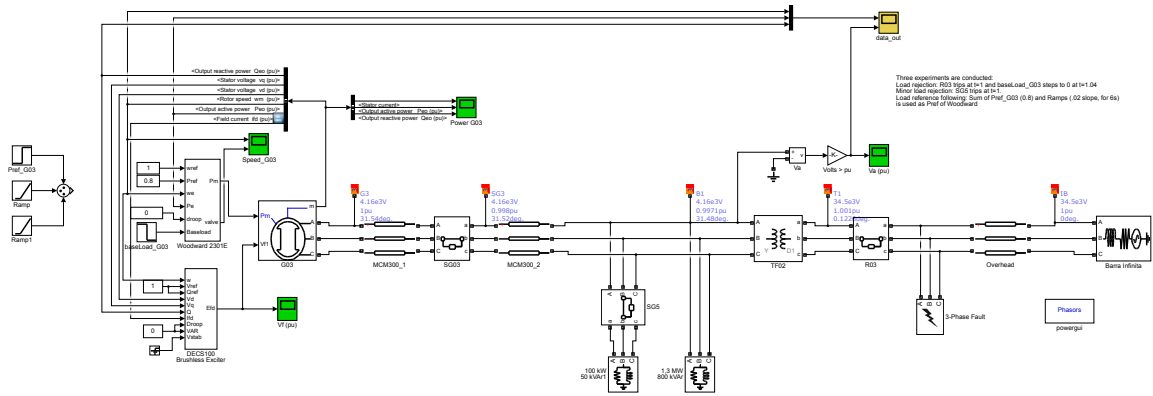


Figura B.1.: Modelo de MATLAB para experimento de evaluación de excitador sin escobillas con un generador

- Cambio de referencia: Se conecta a la señal P_{ref} del gobernador del primer generador la misma referencia del ejercicio de cambio de referencia del primer experimento. Se conecta a la señal Q_{ref} del DECS-100 una señal que inicia constante en 0,064 p.u., luego aumenta con pendiente 0,02 p.u./s durante 6 segundos a partir de $t=10$ s.

En todos los casos, las salidas comparadas en los experimentos son potencia activa y reactiva en cada generador, frecuencia de la señal AC y tensión en la barra de la carga.

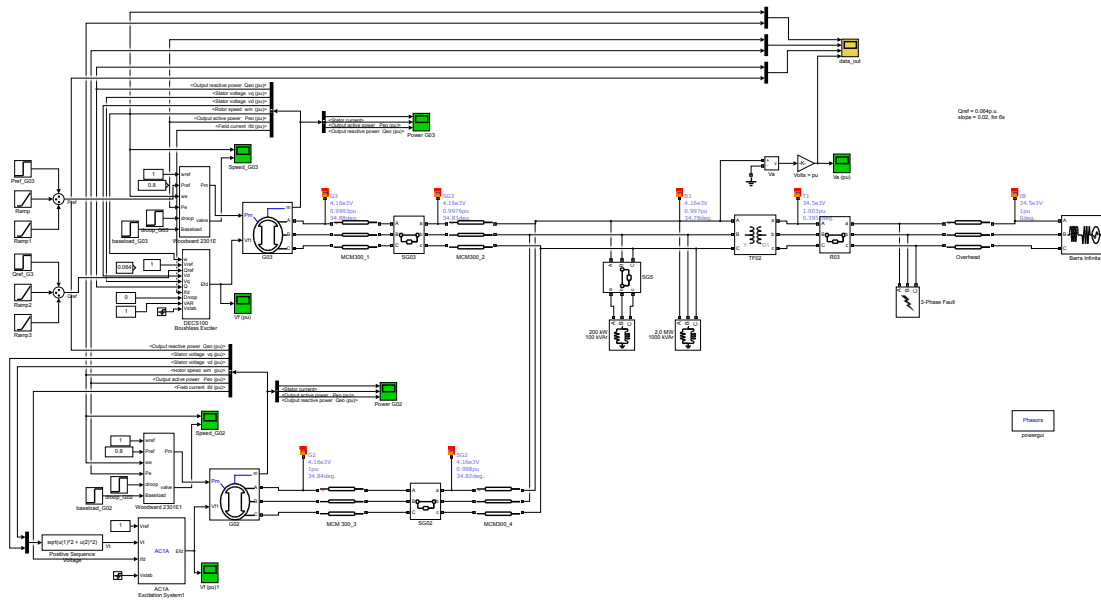


Figura B.2.: Modelo de MATLAB para experimento de evaluación de excitador sin escobillas con dos generadores

C. Estudio de sensibilidad ante parámetros

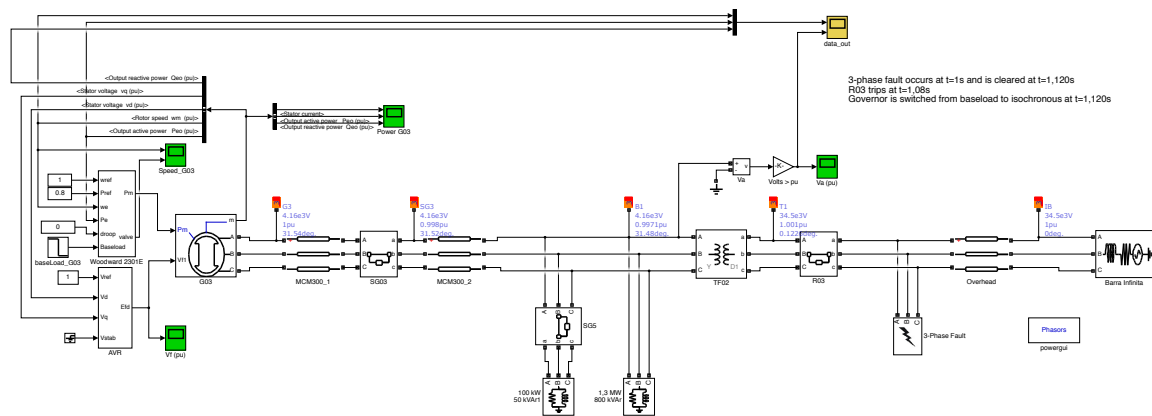


Figura C.1.: Modelo de MATLAB usado para el estudio de sensibilidad

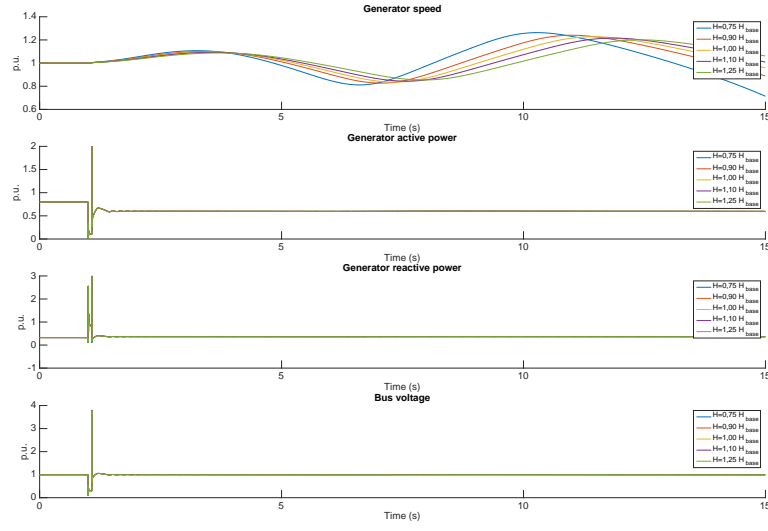


Figura C.2.: Sensibilidad ante constante de inercia H

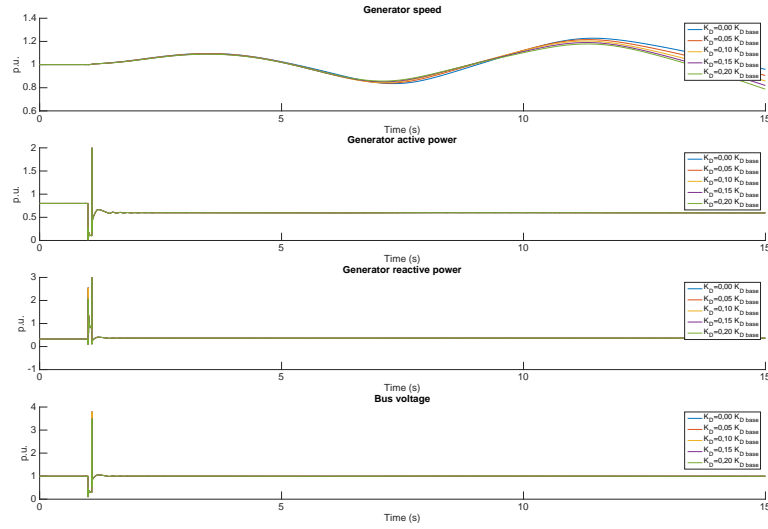


Figura C.3.: Sensibilidad ante constante de fricción K_D

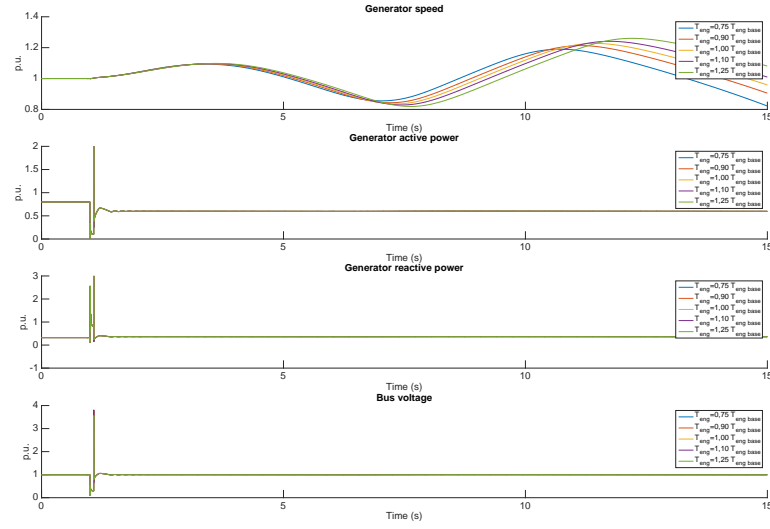


Figura C.4.: Sensibilidad ante constante de tiempo de motor primario T_e

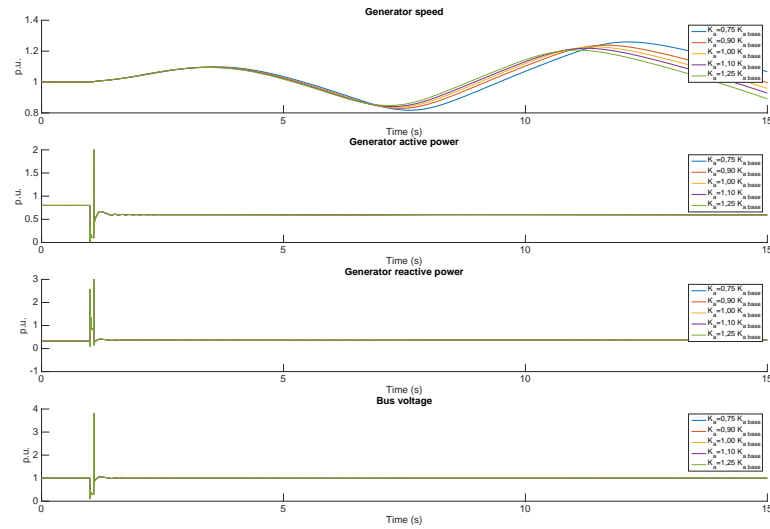


Figura C.5.: Sensibilidad ante ganancia K_a de válvula

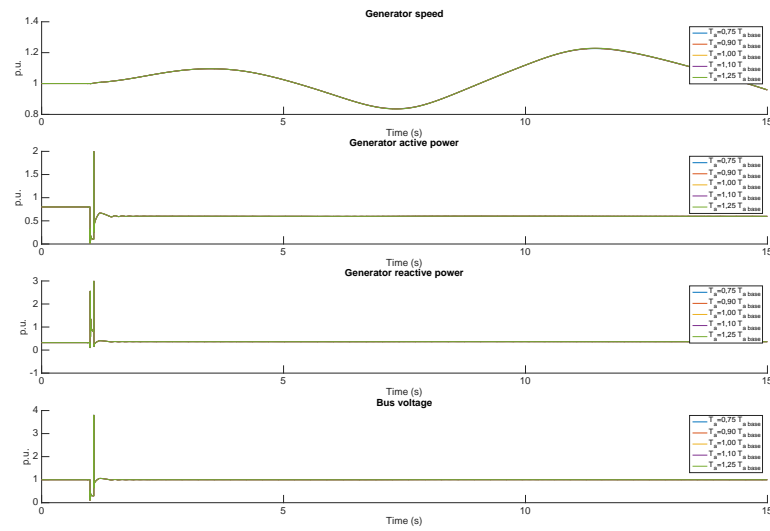


Figura C.6.: Sensibilidad ante parámetro T_a de válvula

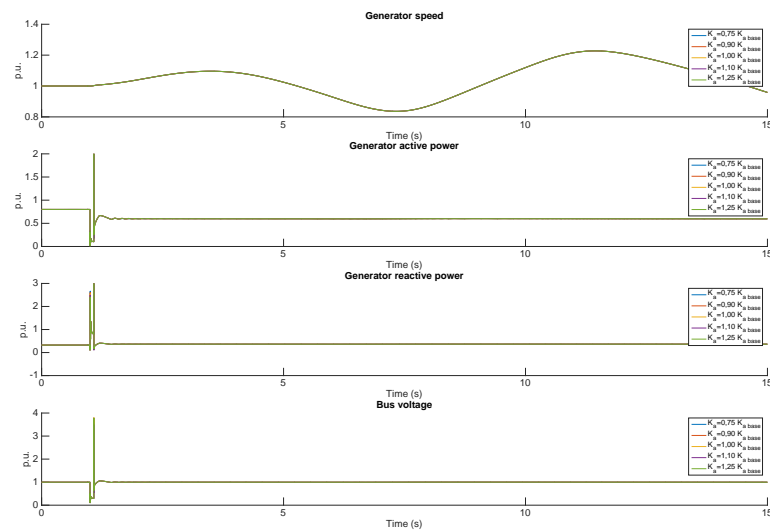


Figura C.7.: Sensibilidad ante ganancia K_a de AVR

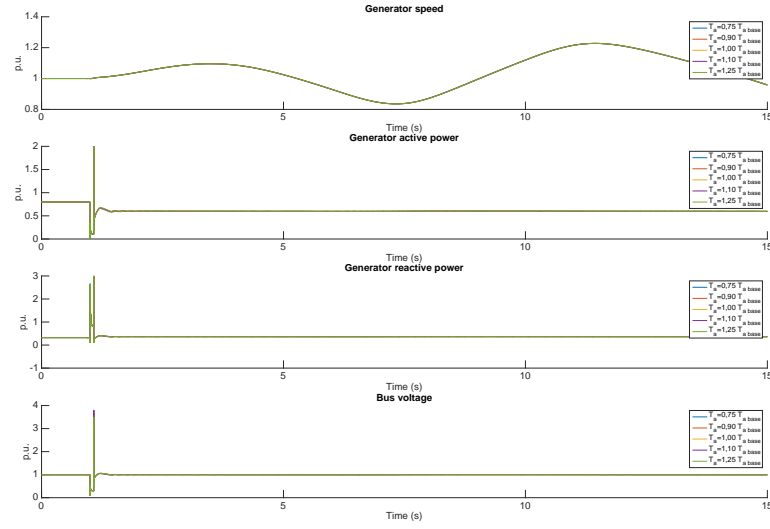


Figura C.8.: Sensibilidad ante parámetro T_a de AVR

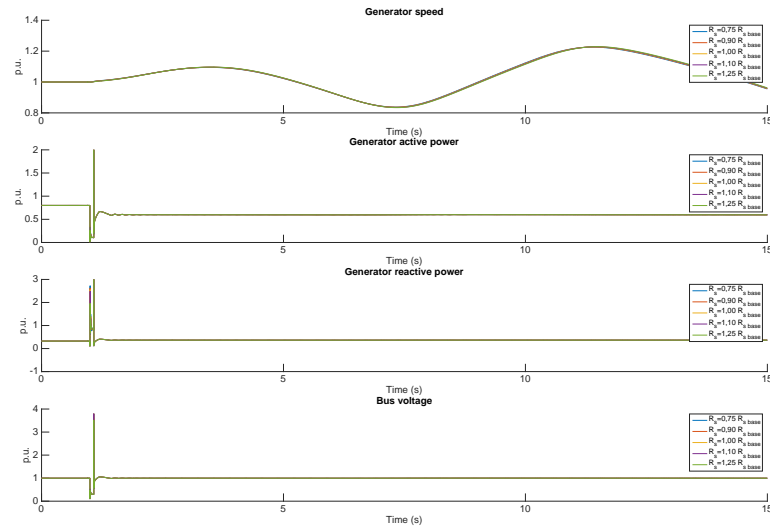


Figura C.9.: Sensibilidad ante resistencia de estator R_s

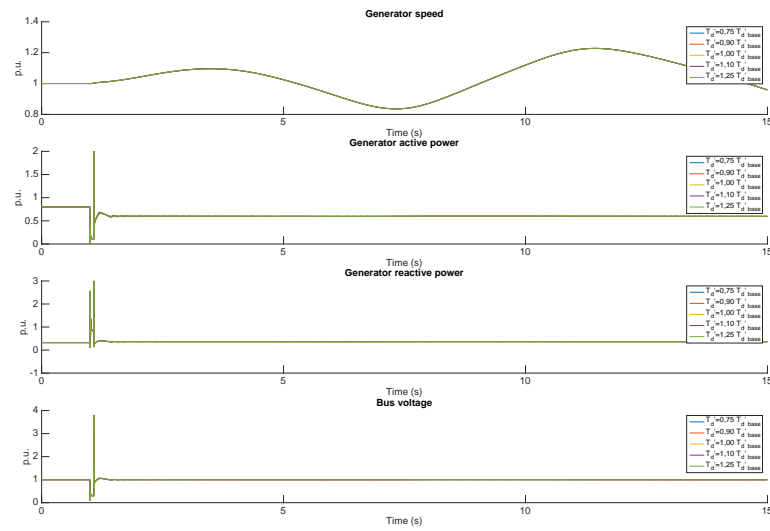


Figura C.10.: Sensibilidad ante constante transitoria de eje directo T'_d

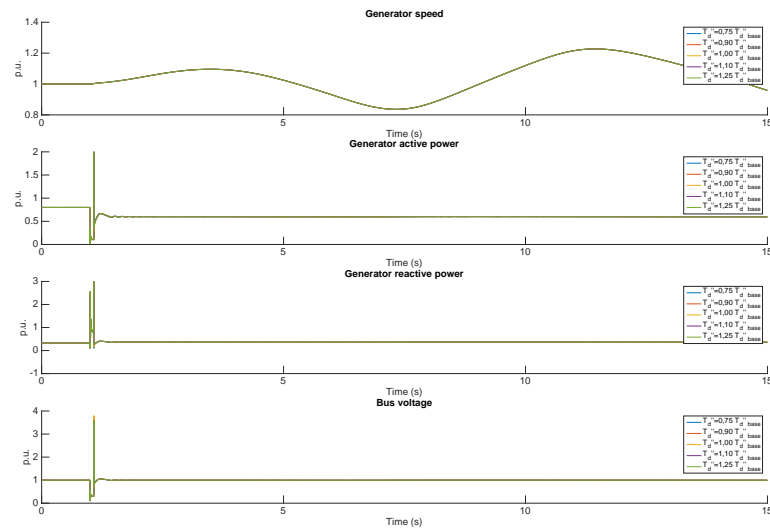


Figura C.11.: Sensibilidad ante constante subtransitoria de eje directo T''_d

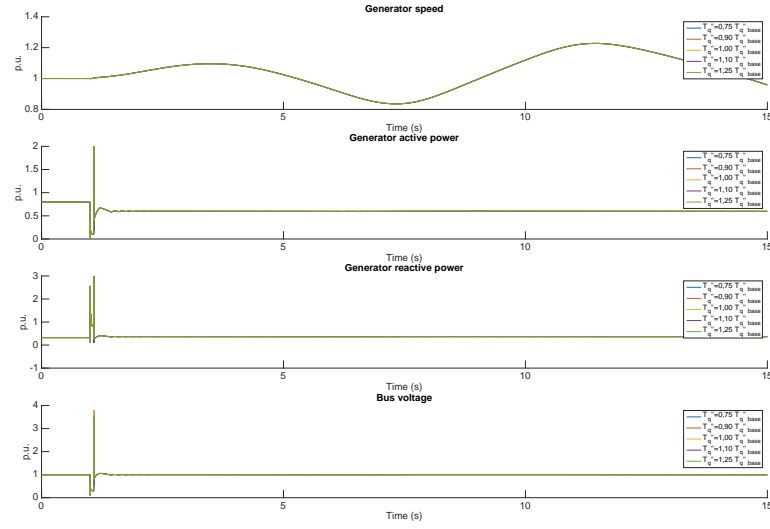


Figura C.12.: Sensibilidad ante constante subtransitoria de eje de cuadratura T_q''

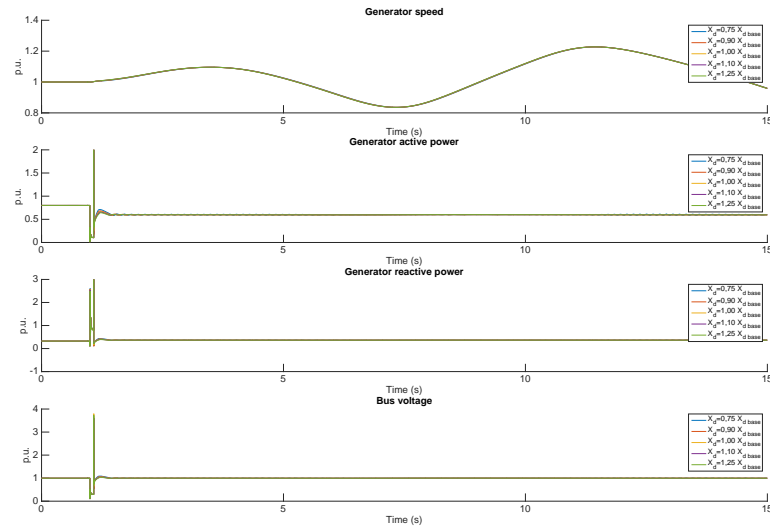


Figura C.13.: Sensibilidad ante reactancia síncrona de eje directo X_d

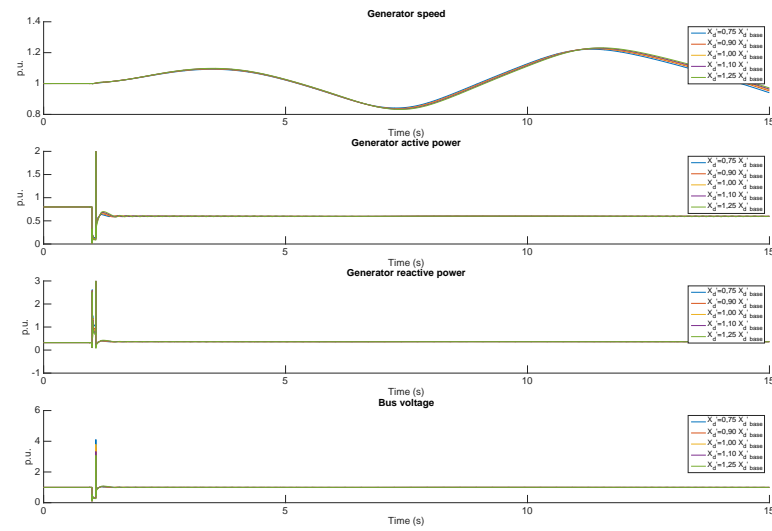


Figura C.14.: Sensibilidad ante reactancia transitoria de eje directo X'_d

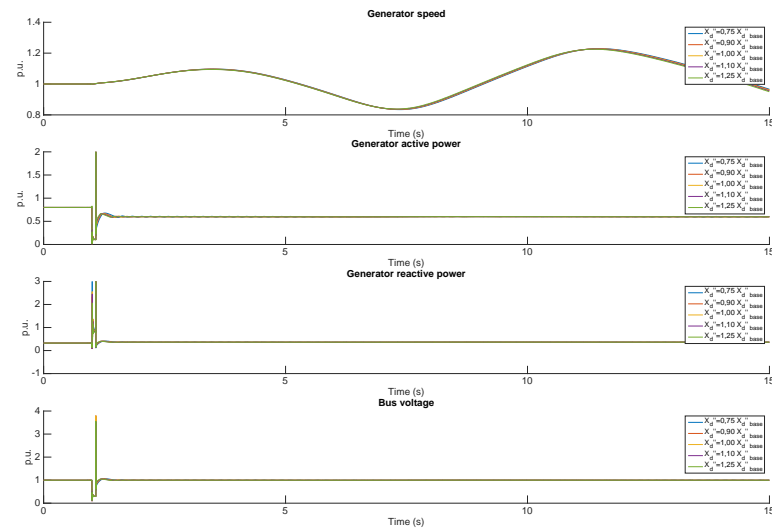


Figura C.15.: Sensibilidad ante reactancia subtransitoria de eje directo X''_d

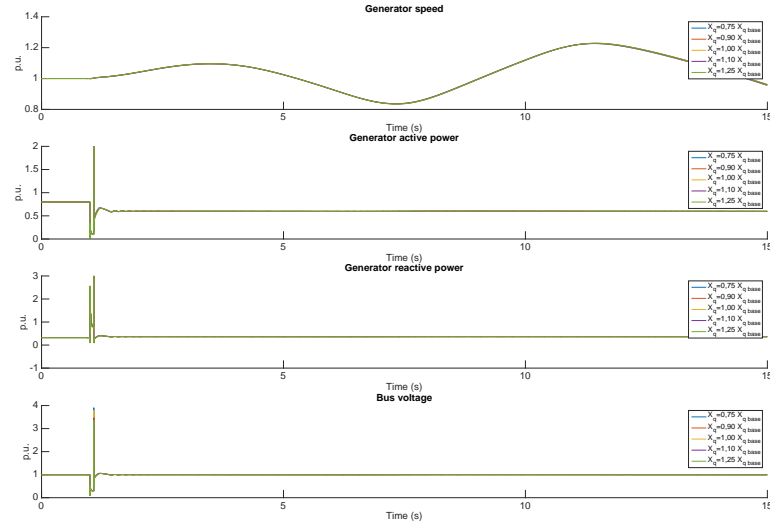


Figura C.16.: Sensibilidad ante reactancia síncrona de eje de cuadratura X_q

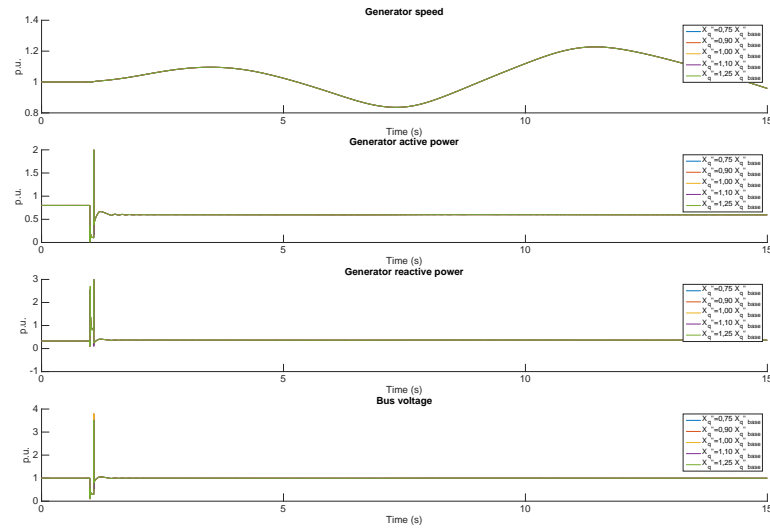


Figura C.17.: Sensibilidad ante reactancia subtransitoria de eje de cuadratura X_q''

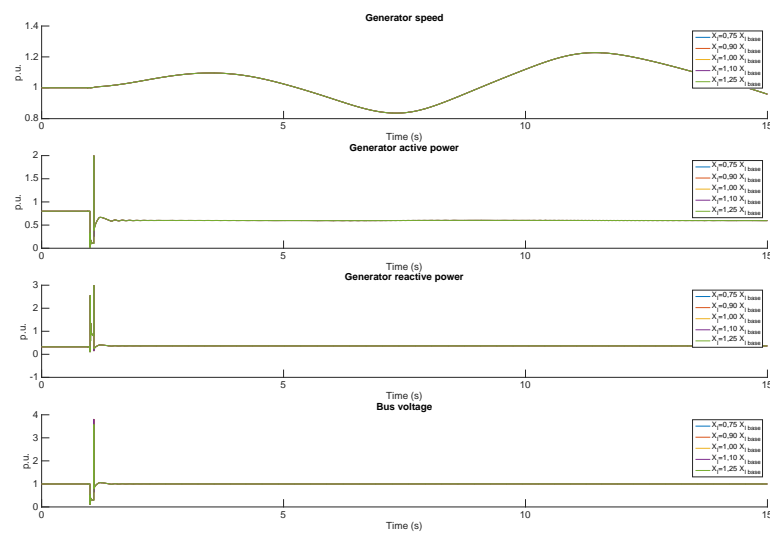


Figura C.18.: Sensibilidad ante reactancia parásita de estator X_l

D. Pruebas de estimación de parámetros

D.1. Caracterización de válvula de combustible

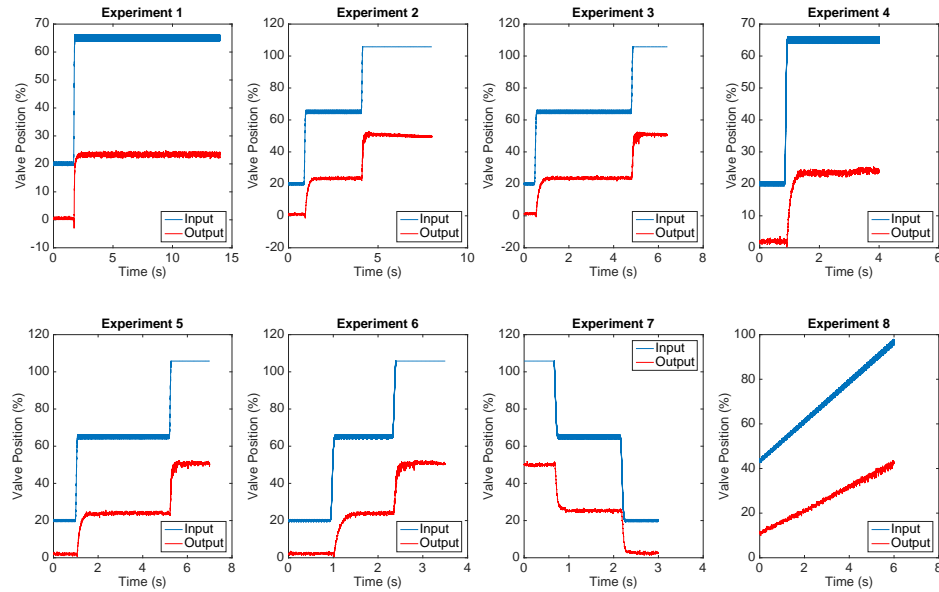


Figura D.1.: Caracterización de la válvula de control de combustible

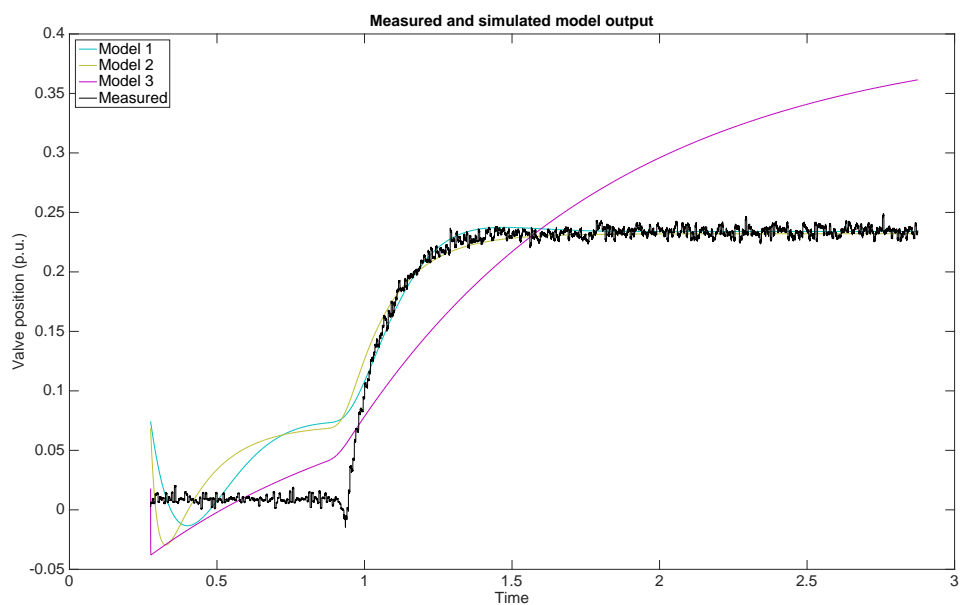


Figura D.2.: Experimento de verificación y modelos considerados (se eligió el modelo 1)

D.2. Pruebas de arranque

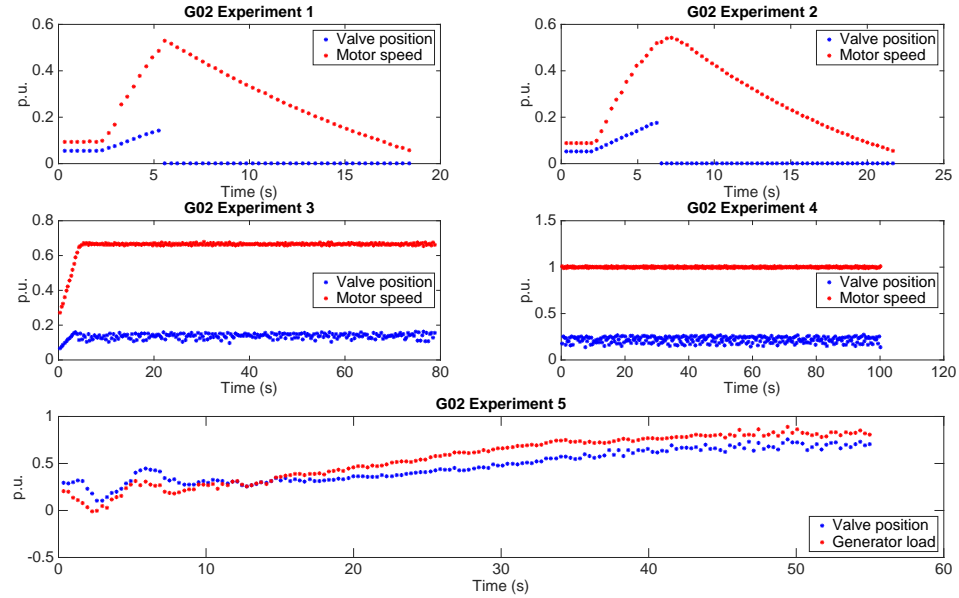


Figura D.3.: Pruebas de arranque G02

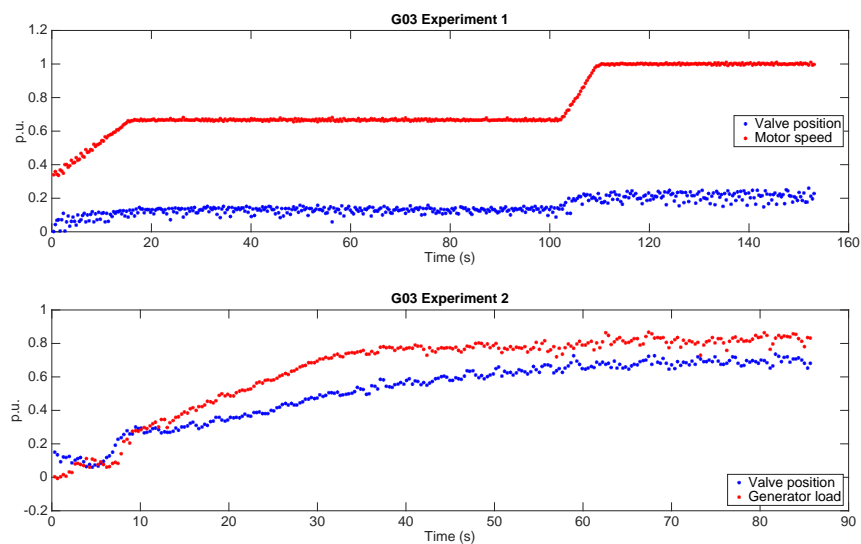


Figura D.4.: Pruebas de arranque G03

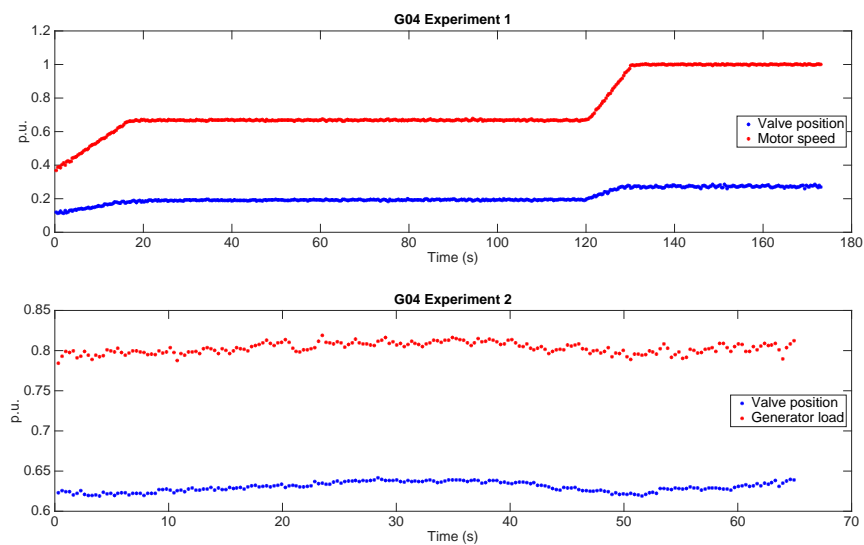


Figura D.5.: Pruebas de arranque G04

D.3. Datos de paradas no programadas

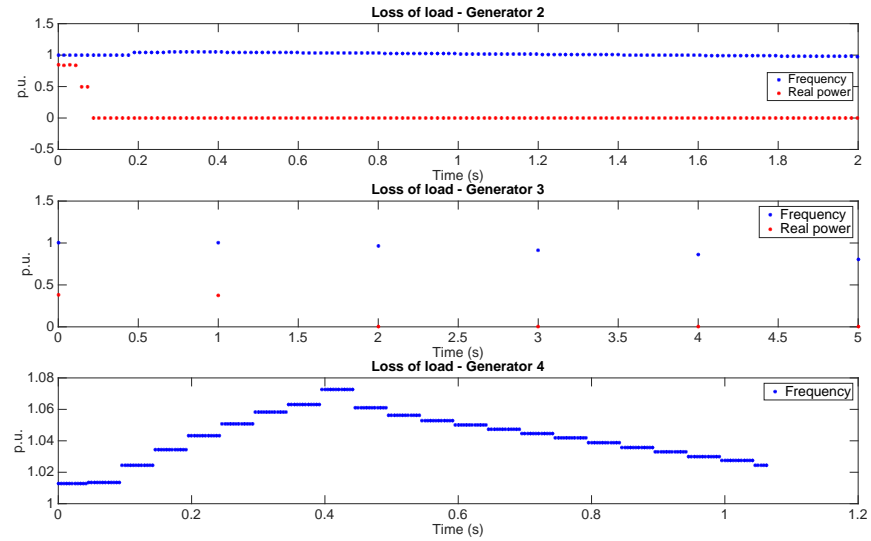


Figura D.6.: Paradas no programadas de generadores por pérdida de carga

Bibliografía

- [AMR16] AHMED, A. ; MCFADDEN, F. S. ; RAYUDU, R.: q-Calculus based extended Kalman filter for the dynamic state estimation of a synchronous generator. En: *2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia)*, 2016, pp. 1139–1144
- [ANS04] ANSI/IEEE: C37.106, Guide for abnormal frequency protection for power generating plants / IEEE Standards Association. Piscataway, NJ, 2004. – Standard
- [ANS06] ANSI/IEEE: C37.102, Guide for AC generators protection / IEEE Standards Association. Piscataway, NJ, 2006. – Standard
- [AP14] ARUN PHADKE, Stanley H.: *Power System Relaying*. 4. Wiley, 2014. – 381 S. – ISBN 978–1–118–66200–7
- [Bas13] BASLER ELECTRIC (Hrsg.): *Manual 9287500991. Instruction Manual for Digital Excitation Control System DECS-100*. Rev L. Highland, IL: Basler Electric, July 2013
- [BS08] BASLER, M. J. ; SCHAEFER, R. C.: Understanding Power-System Stability. En: *IEEE Transactions on Industry Applications* 44 (2008), March, Nr. 2, pp. 463–474.
<http://dx.doi.org/10.1109/TIA.2008.916726>. – DOI
10.1109/TIA.2008.916726. – ISSN 0093–9994
- [CDK⁺71] CUSHING, E. W. ; DRECHSLER, G. E. ; KILGOAR, W. P. ; MARSHALL, H. G. ; STEWART, H. R.: Fast Valving as an Aid to Power System Transient Stability and Prompt Resynchronization and Rapid Reload After Full Load Rejection. En: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-90 (1971), Nov, Nr. 6, pp. 2517–2527.

<http://dx.doi.org/10.1109/TPAS.1971.292864>. – DOI
10.1109/TPAS.1971.292864. – ISSN 0018-9510

- [Con16] CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN: Acuerdo 843 de 2016, por el cual se establecen los requerimientos para la obtención y validación de parámetros del generador y los modelos del sistema de excitación, control de velocidad/potencia y estabilizadores de sistemas de potencia de las unidades de generación del SIN, y se definen las pautas para las pruebas y reajustes de los controles de generación / Consejo Nacional de Operación. Bogotá, 2016. – Acuerdo CNO
- [Exp17] EXPERTOS EN MERCADOS - XM S.A. E.S.P.: Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado 2016 / XM S.A. E.S.P. 2017. – Informe
- [FKK71] *Capítulo 10*. En: FITZGERALD, A.E. ; KINGSLEY, Charles ; KUSKO, Alexander: *Electric Machinery*. McGraw-Hill, 1971
- [GS96] *Capítulo 3*. En: GRAINGER, John ; STEVENSON, William: *Análisis de Sistemas de Potencia*. México : McCraw-Hill, 1996, pp. 81–126
- [GS07] GHOMI, M. ; SAREM, Y. N.: Review of synchronous generator parameters estimation and model identification. En: *2007 42nd International Universities Power Engineering Conference*, 2007, pp. 228–235
- [IEC04] IEC: IEC 60034-1, Rotating Electrical Machines - Part 1: Rating and performance / International Electrotechnical Commission. 2004. – Standard
- [IEC09] IEC: IEC-60034-22, Rotating electrical machines. Part 22: AC generators for reciprocating internal combustion engine driven generating sets / International Electrotechnical Commission. 2009. – Standard
- [iee03] IEEE Guide for Synchronous Generator Modeling Practices and Applications in Power System Stability Analyses. En: *IEEE Std 1110-2002 (Revision of IEEE Std 1110-1991)* (2003), pp. 01–72.
<http://dx.doi.org/10.1109/IEEESTD.2003.94408>. – DOI
10.1109/IEEESTD.2003.94408

- [iee10] IEEE Guide for Test Procedures for Synchronous Machines Part I Acceptance and Performance Testing Part II Test Procedures and Parameter Determination for Dynamic Analysis. En: *IEEE Std 115-2009 (Revision of IEEE Std 115-1995)* (2010), May, pp. 1–219. <http://dx.doi.org/10.1109/IEEESTD.2010.5464495>. – DOI 10.1109/IEEESTD.2010.5464495
- [iee16] IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. En: *IEEE Std 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005)* (2016), Aug, pp. 1–207. <http://dx.doi.org/10.1109/IEEESTD.2016.7553421>. – DOI 10.1109/IEEESTD.2016.7553421
- [KPVA06] KUNDUR, P. ; PASERBA, J. ; VITTAL, V. ; ANDERSSON, G.: Closure of "Definition and classification of power system stability". En: *IEEE Transactions on Power Systems* 21 (2006), Feb, Nr. 1, pp. 446–. <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2005.861952>. – DOI 10.1109/TPWRS.2005.861952. – ISSN 0885–8950
- [Kun81] KUNDUR, P.: A Survey of Utility Experience with Power Plant Response During Partial Load Rejection and System Disturbances. En: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-100 (1981), May, Nr. 5, pp. 2471–2475. <http://dx.doi.org/10.1109/TPAS.1981.316774>. – DOI 10.1109/TPAS.1981.316774. – ISSN 0018–9510
- [Kun94a] *Capítulo 3 y 4*. En: KUNDUR, P.: *Power System Stability and Control*. Palo Alto, CA : McGraw-Hill, 1994, pp. 54–92, 128–136
- [Kun94b] *Capítulo 8*. En: KUNDUR, P.: *Power System Stability and Control*. Palo Alto, CA : McGraw-Hill, 1994, pp. 341–372
- [Kun94c] *Capítulo 9*. En: KUNDUR, P.: *Power System Stability and Control*. Palo Alto, CA : McGraw-Hill, 1994, pp. 377–460
- [Kun94d] *Capítulo 7*. En: KUNDUR, P.: *Power System Stability and Control*. Palo Alto, CA : McGraw-Hill, 1994, pp. 271–274

- [Kun94e] *Capítulo 2*. En: KUNDUR, P.: *Power System Stability and Control*. Palo Alto, CA : McGraw-Hill, 1994, pp. 17–37
- [KWS02] *Capítulo 5 y 7*. En: KRAUSE, Paul ; WASYNCZUK, Oleg ; SUDHOFF, Scott: *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems*. 2. Piscataway, NJ : IEEE Press and Wiley Interscience, 2002, pp. 191–209, 283–295
- [KY11] KAWABE, K. ; YOKOYAMA, A.: Effective utilization of large-capacity battery systems for transient stability improvement in multi-machine power system. En: *2011 IEEE Trondheim PowerTech*, 2011, pp. 1–6
- [MFM15] MOGHARBEL, B. ; FAN, L. ; MIAO, Z.: Least squares estimation-based synchronous generator parameter estimation using PMU data. En: *2015 IEEE Power Energy Society General Meeting*, 2015. – ISSN 1932–5517, pp. 1–5
- [Min16] MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA: *Histórico de Noticias - 14 de marzo 2016*.
<https://www.minminas.gov.co/historico-de-noticias?idNoticia=23737683>, marzo 2016. – Último acceso: 13 Abril 2017
- [Pod14] PODER PÚBLICO - RAMA LEGISLATIVA: *Ley 1715 de 2014, por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional*. Diario Oficial número 49150, pp. 1-9, mayo 2014
- [RV17] RIVERA, Sergio ; VALENCIA, Tomas: Microgrids in Europe. En: OBARA, Shin'ya (Eds.) ; MOREL, Jorge (Eds.): *Clean Energy Microgrids*. 1. The Institution of Engineering and Technology, 2017. – ISBN 978–1–78561–097–4, Capítulo 8
- [SQHJ07] SUN, L. ; QU, P. ; HUANG, Q. ; JU, P.: Parameter Identification of Synchronous Generator by Using Ant Colony Optimization Algorithm. En: *2007 2nd IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications*, 2007. – ISSN 2156–2318, pp. 2834–2838
- [TA03] TERZIJA, V. V. ; AKKE, M.: Synchronous and asynchronous generators frequency and harmonics behavior after a sudden load rejection. En:

- IEEE Transactions on Power Systems* 18 (2003), May, Nr. 2, pp. 730–736.
<http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2002.805013>. – DOI
10.1109/TPWRS.2002.805013. – ISSN 0885–8950
- [Vel08] *Capítulo Sobretensiones en redes eléctricas*. En: VELASCO, J. M.: *Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión*. Madrid : McGraw-Hill, 2008, pp. 35–108
- [VPL16] VALENCIA, T. ; PERDOMO, Luis ; LEMUS, Darío: *Análisis De Sobretensiones Transitorias de Frente Lento y Rápido en Generadores de Media Tensión en un Complejo Industrial*. 2016. – Proyecto final de asignatura Análisis de Sobretensiones, profesor Horacio Torres
- [Woo04] WOODWARD GOVERNOR COMPANY (Hrsg.): *Manual 26260. Governing Fundamentals and Power Management*. Fort Collins, CO: Woodward Governor Company, 2004
- [Woo15] WOODWARD GOVERNOR COMPANY (Hrsg.): *Manual 26641. 2301E Digital Load Sharing and Speed Control for Engines*. Rev H 6/2015. Fort Collins, CO: Woodward Governor Company, june 2015
- [XMF16] XU, Y. ; MIAO, Z. ; FAN, L.: Deriving ARX models for synchronous generators. En: *2016 North American Power Symposium (NAPS)*, 2016, pp. 1–6